

Tesis Doctoral

Modelos de cálculo de costes y emisiones de CO₂ para la electricidad solar PV y CSP según diversos escenarios (2010-2050)



Jorge Hernández Moro

DIRECTOR: José Manuel Martínez Duart

TUTORA: Isabel Jiménez Ferrer

Programa de Doctorado: Energías y Combustibles para el Futuro

Universidad Autónoma de Madrid

Octubre de 2013

Agradecimientos:

En primer lugar, y por encima de todo, me gustaría agradecer a mi Director, José Manuel Martínez Duart, por el gran trabajo desarrollado para sacar adelante esta Tesis. Son ya casi cuatro años los que se cumplen desde que nos conocimos, cuando cursaba el Máster en Energías de la UAM, y no me he arrepentido en ningún momento de haber aceptado su proposición para empezar a trabajar juntos. Desde el primer momento se ha comportado como un padre para mí, pero a la vez también como un amigo, tratándome de igual a igual, y su implicación ha ido siempre mucho más allá de la de un mero Director de Tesis. Justo a continuación, no puedo dejar de acordarme de Elena Santiago, porque si José Manuel ha sido como un padre, Elena ha sido el complemento perfecto, tanto en el lado humano como en el profesional, y sin cuya ayuda me habría resultado todo mucho más difícil. Por supuesto me gustaría agradecer a mis padres por todo el apoyo y ánimo que me han brindado durante todo este tiempo, que me ha ayudado a superar los momentos más difíciles. Por último, quiero agradecer también a Isabel Jiménez Ferrer, que ha desarrollado una excelente tarea como Tutora, y a José Francisco Fernández Ríos, Director del Programa de Doctorado en Energías y Combustibles para el Futuro, cuya diligencia y buen hacer han facilitado que esta Tesis salga adelante.

ÍNDICE

1	Introducción General	7
1.1	Justificación de la temática	7
1.2	Trabajos compendiados	9
1.3	Aportación original del autor	10
1.4	Consideraciones previas	11
1.4.1	Sistemas fotovoltaicos (PV)	12
1.4.2	Sistemas termoelectricos de concentración solar (CSP)	15
1.4.3	Escenarios considerados en esta Tesis	17
1.5	Referencias de la Introducción General	19
2	Resumen y discusión de los resultados	21
2.1	Desarrollo de modelos para el cálculo del coste actual de la electricidad solar y de su evolución (2010-2050)	21
2.1.1	Modelo costes LCOE presente y evolución futura	21
2.1.2	Comparación del LCOE para sistemas PV y CSP, análisis de sensibilidad y paridad con la red	26
2.1.3	Modelo alternativo para el cálculo del coste de la electricidad	30
2.2	Cálculo de la reducción de las emisiones de carbono, anuales y totales, debido a la implementación de tecnologías solares para la producción de electricidad	31
2.3	Cálculo de extra-costes originados por la introducción de tecnologías renovables de tipo solar en la generación de potencia eléctrica	35
2.4	Coste unitario de la tonelada de CO ₂ evitada debido a la implementación de las tecnologías PV y CSP	38
3	Conclusiones	41
4	Anexos	45
4.1	Publicación 1	45
4.2	Publicación 2	57
4.3	Publicación 3	73
4.4	Publicación 4	87
4.5	Publicación 5	93
4.6	Publicación 6	119

1 Introducción General

1.1 Justificación de la temática

Diferentes e importantes motivos indican que el sistema energético actual, basado fundamentalmente en el consumo de combustibles fósiles, resulta insostenible a largo plazo. Por esto se debe avanzar hacia un nuevo modelo energético medioambientalmente sostenible, que garantice el suministro futuro y el crecimiento económico, y esté basado en la medida de lo posible en fuentes de energía autóctonas. En esa transición hacia un sistema energético sostenible las energías renovables tienen un importante papel que jugar.

Uno de los principales intereses en el desarrollo de las energías renovables en el sector de la electricidad es el relacionado con el ahorro de emisiones de CO₂. Esto es debido a que el CO₂, y otros gases de efecto invernadero, son la principal causa del cambio climático, cuya consecuencia más evidente es el calentamiento global. Las emisiones globales de CO₂ durante el año 2012 fueron alrededor de unas 34 gigatoneladas, por lo que si no se toman medidas y se continúa con la tendencia actual, estas emisiones seguirían creciendo a un ritmo anual similar al del aumento de la demanda energética mundial, de alrededor del 2% anual (Olivier et al., 2012).

Por tanto, si se quieren evitar los peores efectos asociados al cambio climático, sería necesario limitar el calentamiento global medio a solo 2°C en 2050. Para ello, de acuerdo con reconocidos estudios llevados a cabo por el Panel Internacional sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas (IPCC), sería necesario no sobrepasar en ningún caso una concentración atmosférica de CO₂ de unas 450 partes por millón (IEA, 2008, 2012a; IPCC, 2013). Este es un objetivo ineludible, pues los niveles actuales de CO₂ en la atmósfera han superado recientemente la marca de las 400 partes por millón (NOAA, 2013), lo que supone su nivel más alto de toda la era industrial. Por lo tanto, de acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (IEA), para conseguir estabilizar la concentración atmosférica de CO₂ en unas 450 partes por millón sería necesario que las emisiones anuales alcancen su máximo valor durante esta década, reduciéndose progresivamente hasta a la mitad de su valor actual en el año 2050 (IEA, 2012a).

De acuerdo con los elaborados estudios llevados a cabo por el IPCC y la IEA, el sector eléctrico, que representa en la actualidad el 38% de la energía primaria consumida (IEA, 2012a), sería responsable en un 42% de la reducción de emisiones necesarias para limitar el calentamiento global a 2°C, respecto de la tendencia actual que supondría un aumento de la temperatura de unos 6°C en 2050 (IEA, 2012a). Estas previsiones, que pueden parecer muy exigentes, se verán facilitadas por el hecho del gran aumento que experimentará el sector eléctrico en el mix energético durante las próximas décadas. Para conseguir estos objetivos, el sector eléctrico deberá de realizar un gran esfuerzo y

conseguir reducir sus emisiones en un 85% en 2050 respecto de sus niveles actuales. Con este fin, las tecnologías renovables, que tienen unas emisiones de CO₂ prácticamente nulas, son fundamentales. De hecho, serían responsables de aproximadamente la mitad de las reducciones de CO₂ correspondientes al sector eléctrico, de modo que supondrían un 21% de la reducción total de emisiones necesarias. La contribución de las energías renovables a la reducción de emisiones en el caso de limitar el calentamiento global a unos 2°C respecto de la tendencia actual de 6°C, ha sido representada en la Fig. 1.1 (IEA, 2012a), junto con la contribución de otras tecnologías.

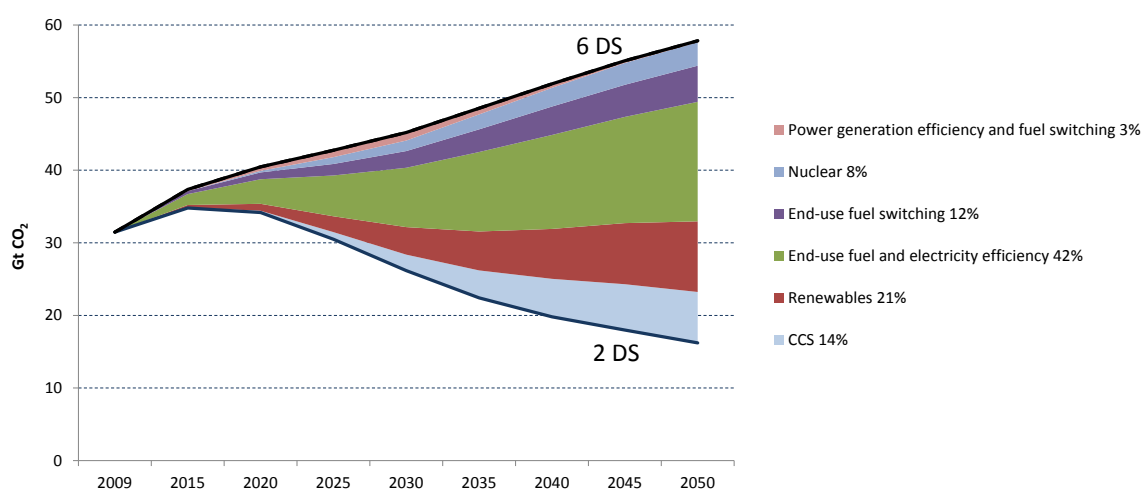


Fig. 1.1. Emisiones anuales de CO₂ para un aumento de la temperatura en 2050 de 2°C y 6°C y contribución de cada tecnología al ahorro de emisiones para conseguir limitar el calentamiento global a 2°C respecto de la tendencia actual (IEA, 2012a)

Los sistemas de generación de electricidad a partir de la radiación solar, tanto los sistemas fotovoltaicos (PV) como los sistemas de concentración solar de alta temperatura (CSP), se consideran en la actualidad como tecnologías prioritarias para la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, son tecnologías que ya han alcanzado un grado de madurez suficiente como para ser desarrolladas a gran escala, y se espera que en el futuro (hacia el año 2050) su contribución llegue a ser, para cada tecnología, de alrededor del 5-10% del mix eléctrico global (IEA, 2010a, 2010b). Para poder conseguir estos objetivos, aparte de ciertos aspectos tecnológicos, uno de los principales motivos que impide actualmente un mayor desarrollo de estas tecnologías tiene que ver con los aspectos económicos relacionados con ellas, los cuales son considerados en profundidad en esta Tesis. A pesar de ello, tanto la tecnología PV como la CSP, han experimentado un gran crecimiento en términos de potencia instalada acumulada durante los últimos años, con ritmos de crecimiento anual de entre el 40% y el 60% durante la última década (Hernández-Moro y Martínez Duart, 2013a, 2013b).

En esta Tesis se han estudiado tanto los aspectos económicos como los medioambientales relacionados con las tecnologías solar PV y CSP. Para ello se han realizado una serie de modelos para el cálculo de la evolución futura del coste de la electricidad solar, de las emisiones ahorradas y de los extra-costes necesarios para llevar a cabo los escenarios propuestos. Dichos escenarios están basados en los objetivos propuestos por la IEA para el desarrollo futuro de las tecnologías PV y CSP, y son los denominados como Escenario Blue Map, Roadmap y New Policies. El Escenario Blue Map es el más importante y al que se le ha prestado una mayor atención de los tres estudiados. Su principal objetivo es el de conseguir limitar el calentamiento global a unos 2°C, para lo que pretende estabilizar la concentración atmosférica de CO₂ en unas 450 partes por millón (IEA, 2008) en las dos próximas décadas. Además, también se ha considerado la actualización de este escenario realizada en 2012 bajo el nombre de Escenario 2DS (IEA, 2012a). En segundo lugar se ha considerado el Escenario Roadmap, que sería el escenario más ambicioso y representaría los objetivos planteados por las industrias fotovoltaica y CSP (IEA, 2010a, 2010b). Por último, se ha considerado el caso del Escenario New Policies, que llegaría solo hasta el año 2035 y que limitaría el calentamiento global a unos 4°C (IEA, 2012b). Dichos escenarios considerados están explicados más en profundidad en la Subsección 1.4.3.

1.2 Trabajos compendiados

A continuación se presenta una lista con los trabajos que han dado lugar a la presentación de la Tesis como compendio de publicaciones. Han sido enumeradas del [1-6] para de este modo poder ser identificadas posteriormente en la Sección 2, donde se presenta un resumen y discusión de los resultados obtenidos. De las seis publicaciones aquí presentadas, las cuatro primeras [1-4] han sido ya aceptadas y publicadas, mientras que las otras dos [5,6], ha sido ya enviadas para su posterior publicación. De este modo, las publicaciones consideradas, enumeradas del [1-6] son:

[1] CSP electricity cost evolution and grid parities based on the IEA roadmaps.

J. Hernández-Moro, J.M. Martínez-Duart.

Energy Policy 41 (2012) 184-192.

[2] Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution.

J. Hernández-Moro, J.M. Martínez-Duart.

Renewable and Sustainable Energy Reviews 20 (2013) 119-132.

[3] Main parameters influencing present solar electricity costs and their evolution (2012-2050).

J. Hernández-Moro, J.M. Martínez-Duart, R. Guerrero-Lemus.

Journal of Renewable and Sustainable Energy 5, 023112 (2013).

[4] Commentary: Photovoltaics firmly moving to the terawatt scale.

José M. Martínez-Duart, Jorge Hernández-Moro.

Journal of Nanophotonics Vol. 7 (2013) 078599. (Por invitación del Editor de la revista).

[5] CSP contribution to the mitigation of C-emissions and corresponding costs according to several IEA scenarios.

J. Hernández-Moro, J.M. Martínez-Duart.

Enviada a “Energy Policy”.

[6] Economic analysis of the contribution of photovoltaics to the decarbonisation of the power sector.

J. Hernández-Moro, J.M. Martínez-Duart.

Enviada a “Renewable and Sustainable Energy Reviews”.

1.3 Aportación original del autor

En esta Tesis presentada como un compendio de publicaciones, se ha realizado en primer lugar una labor de inmersión en los conceptos económicos de la energía solar, en los aspectos medioambientales relacionados con las emisiones de CO₂ y el cambio climático y se ha realizado una recogida de datos lo más actualizada posible. Posteriormente, y ya con una base de conocimiento sólida, se han elaborado una serie de modelos matemáticos analíticos que permiten estimar el valor actual y la evolución futura de los costes de la electricidad, las emisiones de CO₂ evitadas y los extra-costes derivados de la implementación de los escenarios considerados (Blue Map, Roadmap y New Policies) para la electricidad solar. Dichos modelos dependen de una gran cantidad de variables y funciones, que evidentemente podrán ser generalizados con el objetivo de realizar comparaciones de costes y emisiones de CO₂ entre tecnologías y localización geográfica distintas a las consideradas en este trabajo.

Siguiendo el orden de las investigaciones realizadas, en primer lugar se ha desarrollado un modelo matemático para la estimación del valor presente y la evolución futura de los costes LCOE de la electricidad solar, siendo uno de sus objetivos la comparación de los resultados obtenidos para la PV y la CSP para distintas situaciones. Para ello, se ha hecho uso de las denominadas como técnicas económicas de descuento de flujo de caja (“discounted cash flow”) y la aproximación de las curvas de aprendizaje. El modelo creado es función de unos doce parámetros, entre los que destacan el recurso solar, la tasa de descuento, el tiempo de vida, el coste del sistema, y sobre todo la función asignada a la potencia instalada acumulada futura. Dado que se trata de es un modelo

analítico, con expresiones cerradas, permitirá realizar un análisis de sensibilidad de cualquiera de las variables anteriormente indicadas, lo que será de gran utilidad a la hora de comparar las tecnologías PV y CSP. Finalmente, el modelo creado también permitirá la estimación de los años concretos en los que las tecnologías solar PV y CSP alcanzarían la paridad con la red. Adicionalmente, se ha desarrollado un modelo alternativo al del LCOE para el cálculo de la evolución futura de los costes de la electricidad solar, utilizando un método distinto de financiación y de contabilización del valor presente de los costes futuros.

En segundo lugar, se ha desarrollado un modelo matemático que determina de un modo analítico la evolución futura de las emisiones de CO₂ ahorradas debido a la instalación de futuros sistemas PV y CSP de acuerdo a los escenarios considerados, así como la cantidad total de CO₂ ahorrada a lo largo del periodo estudiado. Para ello serán fundamentales tanto la asignación de ecuaciones analíticas para la electricidad producida anualmente para cada tecnología y para cada escenario considerado, así como la composición del mix eléctrico particular en el que se integrarían las tecnologías PV y CSP.

Finalmente, se ha elaborado un modelo, que basándose en la evolución futura del coste de la electricidad y la electricidad producida futura, estime los extra-costes, tanto anuales como totales, necesarios para implementar los escenarios considerados para las tecnologías PV y CSP. Para ello se ha tenido en cuenta tanto la degradación de los sistemas como su futura repotenciación, una vez que su vida útil llegue a su fin. También será determinante el mix eléctrico considerado y los costes de las tecnologías que formen dicho mix. Por último, el cálculo de los extra-costes totales necesarios para implementar un determinado escenario, junto con el cálculo de las emisiones totales ahorradas en dicho escenario, permitiría estimar el valor de los costes unitarios de las emisiones ahorradas. Esto posibilitará llevar a cabo una comparación en términos económicos y medioambientales entre las tecnologías PV y CSP, entre distintos escenarios y entre distintas regiones con sus respectivos mixes eléctricos. Adicionalmente permitirá la comparación con otras tecnologías renovables o de reducción de emisiones y con los precios de los derechos de emisión en el mercado del CO₂.

1.4 Consideraciones previas

En este apartado se incluyen aquellas consideraciones previas necesarias para entender el resumen de resultados presentado en la Sección 2. Dichas consideraciones son acerca de los sistemas fotovoltaicos (Subsección 1.4.1), los sistemas termoelectricos de concentración solar (Subsección 1.4.2) y los escenarios considerados para ambas tecnologías en esta Tesis (Subsección 1.4.3).

1.4.1 Sistemas fotovoltaicos (PV)

El principal componente de un sistema fotovoltaico (PV) son sus células fotovoltaicas, que son dispositivos semiconductores que son capaces de transformar directamente la radiación solar en electricidad de corriente continua (DC). Las células fotovoltaicas se interconectan para formar módulos, y estos son combinados junto con otra serie de componentes como inversores, componentes eléctricos, estructuras, etc., para formar un sistema PV. Dichos sistemas tienen la ventaja que son modulares y permiten la producción desde unos pocos vatios hasta decenas de megavatios.

Actualmente existen varias tecnologías diferentes de sistemas PV, que se pueden agrupar en tres generaciones, aunque prácticamente la totalidad de los sistemas comerciales corresponden a las dos primeras. La primera generación está formada en su mayor parte por los sistemas de silicio cristalino, tanto mono como poli-cristalino, y representa alrededor del 85% de la potencia instalada hoy en día (IEA, 2010a). La denominada como segunda generación son los sistemas de lámina delgada, entre los que destacan las tecnologías de silicio amorfo, telurio de cadmio, y las denominadas como CIGS, que entre todas representan aproximadamente el 15% del mercado fotovoltaico. Por último, dentro de las tecnologías denominadas como de tercera generación, se agrupan una gran cantidad de dispositivos emergentes y novedosos, entre los que destacan las células de concentración, las células orgánicas, las de tintes sensibles, etc. Además, para conseguir superar el límite de Shockley-Queisser, se están investigando células de puntos y pozos cuánticos de diferentes tamaños, y por lo tanto diferente zanja prohibida o gap, que permitirían la absorción de prácticamente todo el espectro solar. Otra tecnología interesante son las células de banda intermedia, que permitirían la absorción de fotones con energías menores que el gap. Además de las nombradas, existen una gran cantidad de tecnologías fotovoltaicas, como por ejemplo las de arseniuro de galio (GaAs) o las células de heterounión, que pueden conseguir grandes eficiencias, aunque de momento no a un precio competitivo.

La gran variedad de aplicaciones para las que son útiles las tecnologías fotovoltaicas permiten que una gran variedad de células solares basadas en tecnologías distintas estén presentes en el mercado, desde las de bajo coste y baja eficiencia, hasta aquellas con alto coste y alta eficiencia. En la Fig. 1.2 se representa el rendimiento y el precio de las principales tecnologías de módulos fotovoltaicos (IEA, 2010a). El hecho de que la primera generación, de silicio cristalino, siga siendo la tecnología predominante, a pesar de que los módulos de lámina delgada suelen tener unos costes menores, es debido principalmente a la menor vida media y mayor degradación anual de las células solares de lámina delgada. Debido a esto, los inversores siguen de momento prefiriendo y confiando en los sistemas con células fotovoltaicas de silicio cristalino, por encima de los de lámina delgada.

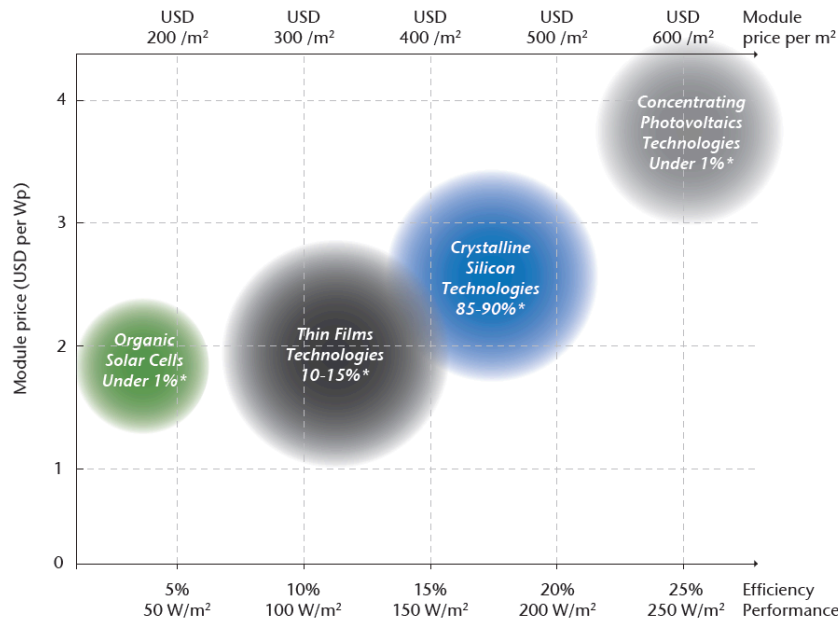


Fig. 1.2. Rendimiento y coste para distintas tecnologías de módulos fotovoltaicos. Además se indica el porcentaje del mercado que representa cada tecnología (IEA, 2010a)

Durante las dos últimas décadas, el desarrollo de las células fotovoltaicas para la generación directa de electricidad ha sido muy notable, de modo que los sistemas fotovoltaicos pueden considerarse actualmente como una tecnología madura. De hecho, la producción anual de electricidad fotovoltaica mundial ha crecido hasta superar los 100 TWh/año durante 2012 (IEA, 2013). Debido a esto, la electricidad solar fotovoltaica representa ya un 0.5% del mix eléctrico mundial (US DOE, 2013), siendo dicha participación en el caso de la Unión Europea de hasta un 2.6% en 2012 (EPIA, 2013), donde destacan unos valores tan altos como el 6.7% y el 5.6% en países como Italia y Alemania, respectivamente.

La potencia instalada acumulada fotovoltaica también ha aumentado de forma considerable durante los últimos años (ver Figs. 1 de las publicaciones [2] y [6]), con un crecimiento anual del 42% en el periodo 2000-2010 llegando a ser incluso del 60% entre 2007-2012 (REN21, 2013). A comienzos de 2013 la potencia instalada acumulada mundial ha sobrepasado los 100 GW instalados (REN21, 2013), estando la mayor parte de las instalaciones en Alemania (32%), Italia (16%), Estados Unidos (7.2%), China (7%), Japón (6.6%) y España (5.1%).

En la Fig. 1.3 se representa, en escala logarítmica y en función de los años, la potencia instalada acumulada desde la década de los setenta hasta 2012 (Martínez-Duart y Hernández-Moro, 2013), donde puede observarse que desde 1990 la tecnología fotovoltaica ha crecido en tres órdenes de magnitud. Se ha propuesto también un posible crecimiento futuro para alcanzar el objetivo del teravatio, del conocido Escenario Blue Map (IEA, 2008), que se podría conseguir con un crecimiento anual de un 7% desde

2013 a 2050, lo que significa un crecimiento relativo mucho menor al experimentado durante las últimas cuatro décadas. Debido a esto, y a que la instalación de sistemas PV, que en el pasado estuvo concentrada principalmente en Europa, se está extendiendo en la actualidad por todo el mundo, parece plausible que se cumplan los objetivos de alcanzar la escala del TW de aquí a 2050. Además, esto se ve reforzado por la previsión futura de reducción de costes de la fotovoltaica, que permitirá a muchas regiones del mundo con buenas condiciones atmosféricas alcanzar la paridad con la red.

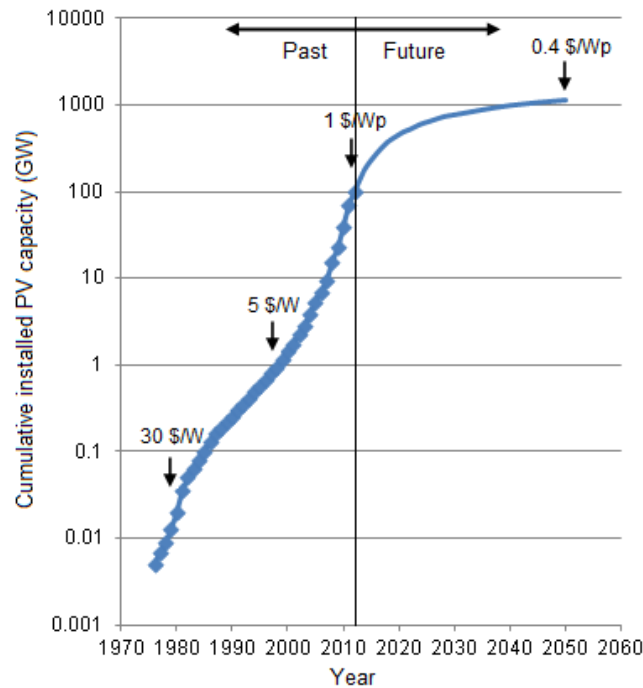


Fig. 1.3. Potencia instalada acumulada PV durante el periodo 1976-2012 y valores previstos para alcanzar 1 TW en 2050. Se han indicado los costes de los módulos para ciertos momentos de la curva (Martínez-Duart y Hernández-Moro, 2013).

De todas las fuentes de energía renovables, los módulos fotovoltaicos son el mejor ejemplo de cumplimiento de las curvas de aprendizaje, reduciendo sus costes gracias al aprendizaje tecnológico y a las economías de escala. Debido a esto, los precios de los módulos han alcanzado actualmente unos valores menores a 1 $\$/W_p$ (Bazilian et al., 2012). En la Fig. 1.3 se han incluido, adicionalmente, los costes de los módulos fotovoltaicos para unos determinados años y la estimación realizada para 2050.

Los costes de los sistemas, por vatio instalado, dependen principalmente, además de la tecnología utilizada, de la escala del proyecto, siendo entre un 30-50% más caros en el caso de pequeños sistemas que en el caso de los grandes instalaciones. Es conveniente recordar que la electricidad solar PV tiene cuatro sectores distintos donde puede instalarse: i) sistemas residenciales, de hasta 20 kW instalados en casas individuales; ii) sistemas comerciales, de hasta 1 MW; iii) grandes plantas solares, a partir de 1 MW; iv) sistemas aislados. Actualmente, los sistemas residenciales suponen alrededor del 60%

de la potencia instalada, mientras que las grandes instalaciones representan alrededor del 25% (IEA, 2010a), aunque se espera que esta última aumente su participación en futuro.

El principal problema para una mayor implementación de la PV es que, debido a la intermitencia de la producción fotovoltaica, para conseguir una penetración media-alta en el mix eléctrico (20-30%), deben desplegarse técnicas que faciliten su integración en la red de distribución. Por lo tanto, será fundamental avanzar en la investigación y desarrollo del almacenamiento energético (baterías, supercondensadores, hidrógeno, etc.), redes inteligentes (smart grids), transmisión eléctrica de alta tensión para largas distancias (HVDC), etc.

1.4.2 Sistemas termoelectricos de concentración solar (CSP)

La otra gran tecnología de producción de electricidad a partir de la radiación solar es, aparte de la fotovoltaica, la de los sistemas termoelectricos de concentración solar de alta temperatura (CSP). Dichos sistemas concentran ópticamente la radiación solar directa, para así conseguir altas densidades energéticas y consecuentemente altas temperaturas. El calor colectado y absorbido en el receptor es posteriormente utilizado para generar vapor a alta presión y producir electricidad de un modo convencional mediante una turbina.

A lo largo de los años se han desarrollado varias tecnologías de sistemas CSP, entre las que destacan los colectores cilindro-parabólicos, los de receptor central o torre, los Fresnel y los de disco parabólico (Stirling). Sin embargo, los sistemas principales son los dos primeros, siendo la mayor parte de las plantas hoy en día de tecnología cilindro-parabólica, aunque los sistemas de torre están ganando en importancia en los últimos años (IEA, 2010b).

En los sistemas cilindro-parabólicos, cuyo esquema se muestra en la Fig. 1.4, los espejos con forma de cilindro, de sección parabólica con seguimiento de un solo eje, concentran la radiación solar sobre una tubería que pasa por el foco de la parábola, por la que fluye un aceite sintético que es calentado a su paso. En los sistemas de receptor central o torre, como puede observarse en la Fig. 1.4, son unos espejos planos (heliostatos, con seguidor de doble eje), los que concentran la radiación solar en la cima de una torre, donde se encuentra el receptor.

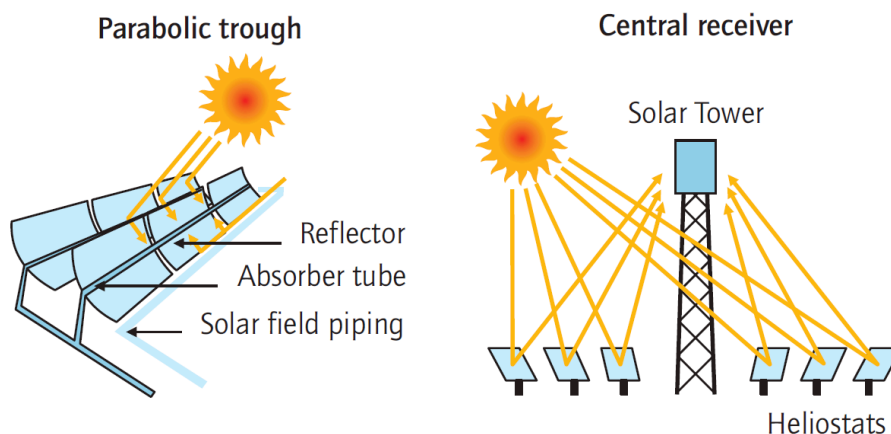


Fig. 1.4. Esquema de los sistemas con colectores cilindro-parabólicos (izquierda) y de torre (derecha) (IEA, 2010b)

La CSP es una tecnología de generación centralizada y de gran escala, cuya electricidad es producida en grandes plantas conectadas a la red y situadas en zonas con una gran radiación solar directa. Esto contrasta con el caso de la fotovoltaica, que puede producir electricidad tanto en grandes plantas solares de producción centralizada, así como de forma distribuida en pequeñas instalaciones residenciales.

Los sistemas CSP, a diferencia de los fotovoltaicos, no captan la radiación difusa, ya que solo la radiación directa puede ser concentrada ópticamente. Por lo tanto, deben de instalarse en zonas con poca humedad ambiental y nubosidad muy escasa, como en los de climas áridos o semi-áridos. Se considera que es necesario un mínimo de radiación normal directa anual de unos 2000 kWh/m² para obtener un rendimiento económico razonable (IEA, 2008, 2010b), lo que limita la expansión geográfica de la CSP. Es por esto, que las zonas más apropiadas para la CSP son las del denominado cinturón solar, situado entre los 20° y 40° de latitud, tanto en el hemisferio norte como en el sur. Sin embargo, las elevadas temperaturas de estas zonas pueden provocar que disminuya el rendimiento de las células fotovoltaicas, sobre todo en el caso de las de lámina delgada. Por otra parte, para latitudes medias y altas, la tecnología fotovoltaica, que es capaz de capturar tanto la radiación directa como la difusa, sería la más apropiada. De este modo, puede considerarse que más que competir entre sí, las tecnologías PV y CSP se complementan bastante bien la una con la otra.

Una de las características más importantes de la tecnología CSP es la posibilidad de incorporar unos sistemas de almacenamiento térmico, habitualmente mediante tanques de sales fundidas. Dicho almacenamiento le proporciona el potencial de funcionar casi ininterrumpidamente, tanto en periodos con nubes como incluso de noche. Además, la mayoría de las plantas CSP están equipadas con unos sistemas de respaldo de gas natural (“back-up”) con tiempos de respuesta muy cortos, que ayudan a regular la producción y garantizan la seguridad de suministro. Por lo tanto, los sistemas CSP con almacenamiento térmico incorporado ofrecen una capacidad de producción eléctrica

flexible y firme, que será de gran utilidad a las empresas generadoras y a los operadores de la red, ya que permitirán la integración de otras fuentes renovables intermitentes, como es el caso de la PV y la eólica. En la Fig. 1.5 se presenta, a modo ilustrativo, el esquema temporal de producción eléctrica ininterrumpida a lo largo de un día para una planta CSP con almacenamiento térmico y respaldo de gas natural (IEA, 2010b).

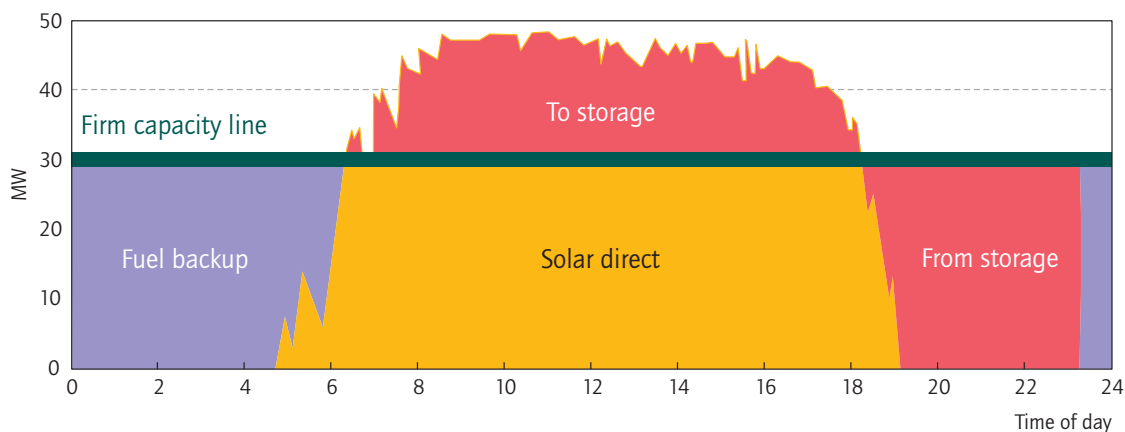


Fig. 1.5. Esquema de producción eléctrica ininterrumpida en una planta CSP con almacenamiento térmico y respaldo de gas natural (IEA, 2010b).

Durante la última década, la CSP se ha consolidado como una tecnología de producción de electricidad a gran escala. De hecho, durante el periodo 2006-2012, la potencia instalada acumulada ha crecido a un ritmo anual del 40% (ver Figs. 1 de las publicaciones [1] y [5]). Dicho crecimiento ha sido aún mayor durante los últimos años habiendo crecido desde los 1.08 GW de 2010 a 1.58 GW en 2011 hasta finalmente alcanzar unos 2.5 GW a finales de 2012 (REN21, 2013), año en el cual la electricidad producida anualmente fue de unos 3.7 TWh.

Cabe destacar el hecho de que más del 90% de la potencia instalada mundial se reparte entre España y Estados Unidos (SolarPACES, 2013). Al menos durante los próximos años el crecimiento para la CSP está asegurado, debido al gran número de proyectos en construcción o en estado de desarrollo, que añadirían un total de 12 GW en 2018 (IEA, 2013b; SolarPACES, 2013). Estos proyectos se están extendiendo a nuevas localizaciones en Asia (China, India), África (tanto en latitudes Norte, como Sur), América del Sur, y Australia.

1.4.3 Escenarios considerados en esta Tesis

Los escenarios constituyen una herramienta para entender, y sobre todo planificar el futuro, no para predecirlo. Facilitan una descripción verosímil de cómo se puede desarrollar el futuro basándose en un conjunto de suposiciones coherentes acerca de las fuerzas impulsoras clave, como el ritmo del cambio tecnológico, precios, etc. En esta Tesis, se han considerado tres escenarios diferentes, propuestos por la Agencia

Internacional de la Energía, para la potencia instalada acumulada y la electricidad producida anualmente por los sistemas solares PV y CSP. Dichos escenarios son los siguientes:

-Escenario Blue Map: publicado por la IEA en 2008 (IEA, 2008), es el escenario más relevante y al que se le otorga una mayor credibilidad de los tres considerados. El principal objetivo de este escenario es limitar el calentamiento global a unos 2°C de media, para lo cual será necesario estabilizar la concentración atmosférica de CO₂ en un valor máximo de unas 450 partes por millón. Para ello, este escenario pretende reducir las emisiones de CO₂ a la mitad para el año 2050, en relación a los niveles del año 2005, estudiando los medios menos costosos para conseguir los objetivos planteados mediante tecnologías de producción de electricidad con bajas emisiones de carbono, aumento de la eficiencia energética, etc. En el Escenario Blue Map las tecnologías solar PV y CSP supondrían un 6% y un 5% del mix eléctrico mundial en el año 2050, respectivamente. Además, en el caso de la publicación [6], que incluimos en esta memoria, para PV se ha considerado la versión más actualizada del Escenario Blue Map, denominado como Escenario 2DS, y publicado en 2012 (IEA, 2012a). Esto ha sido en parte debido al gran crecimiento de la tecnología fotovoltaica durante el último lustro (2008-2013), que ha provocado que los objetivos intermedios, correspondientes al año 2030, del Escenario Blue Map, resulten demasiado conservadores.

Escenario Roadmap: publicado por la IEA en 2010 en los correspondientes Roadmaps, u hojas de ruta, para las tecnologías PV y CSP (IEA, 2010a, 2010b). Es el escenario que plantea unos objetivos más elevados, de los tres considerados, en términos de potencia instalada acumulada y electricidad producida. De hecho, este escenario, que puede considerarse en concordancia con las previsiones más optimistas de las respectivas industrias fotovoltaica y CSP, pronostica que cada tecnología (PV y CSP) supondría el 11% del mix eléctrico global en 2050, por lo que la participación total de la electricidad solar en el mix eléctrico mundial sería del 22%. Además, este escenario es el más detallado en términos de desarrollo tecnológico y de potencia instalada, realizando estimaciones para cada década desde la actualidad hasta 2050. La principal debilidad de este escenario es que, a diferencia de los otros dos, el Escenario Roadmap no es un escenario global para todas las tecnologías, sino que puede considerarse como un escenario de máximos para algunas de las tecnologías. Debido a esto, en este escenario no se han investigado detalladamente las implicaciones del aumento de la participación en el mix de unas tecnologías en detrimento de otras, no habiéndose estudiado las interacciones entre diversas tecnologías como ocurre con los otros dos escenarios.

-Escenario New Policies: fue publicado por la IEA en 2012 (IEA, 2012b), y se ha elaborado teniendo en cuenta una gran cantidad de compromisos políticos que han sido anunciados por los países, entre los que se incluyen planes para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y para limitar los subsidios a los combustibles fósiles. Es el

escenario con unos objetivos más modestos de los tres considerados, y cuya implementación supondría limitar el calentamiento global medio a unos 4°C, respecto a los 6°C que se prevé que aumentaría si se continúa con el actual ritmo de incremento de emisiones de CO₂. En este escenario se pretende triplicar la electricidad producida por las renovables en 2035, año en que estima que la participación en el mix eléctrico de las tecnologías PV y CSP sería de un 2%, entre las dos. Dado que es un escenario únicamente considerado hasta 2035, en vez de hasta 2050 como los otros dos, sería un escenario a tener en cuenta más a corto y medio plazo.

Los valores concretos de los objetivos planteados por cada escenario considerado, para la potencia instalada acumulada y la electricidad producida por las tecnologías PV y CSP, pueden encontrarse en las publicaciones a las que ha dado lugar esta Tesis (ver por ejemplo Tabla 1 de la publicación [2], Tablas 1 y 2 de la publicación [5] y Tabla 1 de la publicación [6]). Posteriormente, como se explicará en la Sección 2 correspondiente al resumen de los resultados obtenidos, se han utilizado dichos objetivos, tanto finales como intermedios, para asignar una expresión analítica cerrada para describir la evolución futura de la potencia instalada acumulada y la electricidad producida anualmente. La asignación de dichas ecuaciones analíticas a cada escenario considerado será fundamental y determinante en los modelos que se han establecido en esta Tesis.

1.5 Referencias de la Introducción General

- Bazilian, M., et al., 2012. Re-considering the economics of Photovoltaic Power. Bloomberg New Energy Finance. <<http://www.bnef.com/WhitePapers/download/82>>
- European Photovoltaic Industry Association (EPIA), 2012. Connecting the Sun - Solar Photovoltaic on the road to large-scale grid integration. September 2012. <<http://www.epia.org/news/publications/connecting-the-sun/>>
- Hernández-Moro, J., Martínez-Duart, J.M., 2013a. Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution. Renewable and Sustainable Energy Reviews 20 (2013) 119-132.
- Hernández-Moro, J., Martínez-Duart, J.M., 2013b. CSP contribution to the mitigation of C-emissions and corresponding costs according to several IEA Scenarios. Energy Policy, Pre-print August 2013.
- IEA (International Energy Agency), 2008. Energy Technology Perspectives 2008 - scenarios and strategies to 2050. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD; 2008. p. 1-650.
- IEA (International Energy Agency), 2010a. Technology Roadmap-Solar photovoltaic energy. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD; 2010. p. 1-48.

- IEA (International Energy Agency), 2010b. Technology Roadmap- Concentrating solar power. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD; 2010. p. 1-52.
- IEA (International Energy Agency), 2012a. Energy Technology Perspectives 2012 - Pathways to a Clean Energy System. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD; 2012. p. 1-690. ISBN 978-92-64-17488-7.
- IEA (International Energy Agency), 2012b. World Energy Outlook 2012, Renewable Energy Outlook. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD. <<http://www.worldenergyoutlook.org>>
- IEA (International Energy Agency), 2013. Renewable Energy: Medium-term market report 2013. Market trends and projections to 2018. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD; 2013.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), 2013. Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Special report of the IPCC. <http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_Full_Report.pdf>
- Martínez-Duart, J.M., Hernández-Moro, J., 2013. Commentary: Photovoltaics firmly moving to the terawatt scale. Journal of Nanophotonics 7 (2013) 078599.
- National Oceanic & Atmospheric Administration (NOAA), 2013. Trends in atmospheric carbon dioxide. Earth system Research Laboratory, U.S. Department of Commerce. <<http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/>>
- Olivier, J. G.J., Janssens-Maenhout, G., Peters, J. A.H.W., 2012. Trends in Global CO₂ emissions, 2012 Report. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency. The Hague/Bilthoven, 2012. PBL publication number: 500114022.
- REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st century), 2013. Renewables 2013. Global status report. <http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2013/GSR2013_lowres.pdf>
- SolarPACES, 2013. International project data base, CSP Market, 2013. <<http://www.solarpaces.org/News/Projects/projects.htm>>
- US DOE (Department of Energy), 2013. 2011 Renewable Energy Data Book, Revised February 2013. <<http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/54909.pdf>>

2 Resumen y discusión de los resultados

En esta sección se presenta un resumen de los resultados obtenidos en las publicaciones que han dado lugar a esta Tesis, junto con su correspondiente discusión. En primer lugar, en la Subsección 2.1, se realiza un repaso de los resultados obtenidos en referencia al modelo establecido para la evolución futura del coste LCOE de la electricidad solar y también para otro modelo alternativo del cálculo de costes. A continuación, en la Subsección 2.2, se realiza un resumen análogo en relación a los resultados obtenidos en referencia a las emisiones de CO₂ evitadas, tanto anualmente como totales en el periodo considerado. Finalmente, en la Subsección 2.3, se ha realizado un resumen de los resultados obtenidos para los extra-costes necesarios para implementar los escenarios considerados junto con los costes unitarios de las emisiones evitadas que se han obtenido para las tecnologías PV y CSP.

2.1 Desarrollo de modelos para el cálculo del coste actual de la electricidad solar y de su evolución (2010-2050)

La forma más eficaz de evaluar la viabilidad económica de un proyecto de generación de electricidad es mediante el denominado como “coste nivelado de la energía” (LCOE), aunque existen otros métodos alternativos. En las primeras dos subsecciones se resume el modelo que se ha desarrollado para el cálculo del LCOE presente y su evolución futura (Subsección 2.1.1) y se presentan los resultados obtenidos para PV y CSP (Subsección 2.1.2), haciendo especial incidencia en los análisis de sensibilidad y paridad con la red. Por último, en la Subsección 2.1.3, se explica un modelo alternativo ideado al del LCOE para estimar el coste de la electricidad solar.

2.1.1 Modelo de costes LCOE presente y evolución futura

El conocido como coste nivelado de la energía (LCOE) es la mejor forma de comparar los costes de la electricidad producida por diferentes tecnologías a lo largo de su vida útil. A la hora de estimar el valor del LCOE se tienen en cuenta tanto los gastos derivados de la inversión como los posibles ingresos provenientes de la venta de electricidad durante toda la vida útil del sistema. Dado que, descontando la inversión inicial, el resto de gastos e ingresos tendrá lugar en el futuro, habrá que utilizar las denominadas como “técnicas de descuento de flujo de caja” (DCF, “discounted cash flow”), que permiten calcular el valor presente de los gastos e ingresos futuros. Para ello, es fundamental el concepto de tasa de descuento, que llevará implícito la inflación, el rendimiento del capital esperado por los inversores y el riesgo del proyecto en cuestión.

El LCOE se define como el precio mínimo al que debe cobrarse la electricidad producida, a lo largo de toda su vida útil, para que el proyecto sea rentable y los

inversores obtengan un retorno cercano a la tasa de descuento. Teniendo en cuenta esto, en esta Tesis se ha desarrollado un modelo analítico propio para determinar el valor presente y la evolución futura (2010-2050) del LCOE para las tecnologías de producción de electricidad a partir de la radiación solar. Dicho modelo está descrito en profundidad en las publicaciones [1] y [2] para las tecnologías CSP y PV respectivamente. La fórmula obtenida que determina el valor presente del LCOE es:

$$LCOE = \left(C + L + \sum_{n=1}^N \frac{(OPEX+I) \cdot C}{(1+r)^n} \right) / \left(\sum_{n=1}^N \frac{S \cdot TF \cdot \eta \cdot (1-d)^n}{(1+r)^n} \right) \quad (1)$$

que depende de los siguiente factores:

-*Coste del sistema C*: para sistemas PV estará formado por la suma del módulo fotovoltaico más el denominado como BOS (incluye inversor, cableado, estructuras, instalación, etc.). El coste del sistema PV dependerá principalmente de la tecnología utilizada (silicio cristalino o lámina delgada) y del tamaño de la instalación (residencial o grandes plantas solares) (ver 1.4.1). Para sistemas CSP dependerá principalmente de la tecnología utilizada (cilindro-parabólico o torre), del tamaño de la planta (a mayor potencia menor coste por vatio) y principalmente de la cantidad de almacenamiento térmico disponible (ver 1.4.2).

-*Coste del terreno L*: su valor depende fuertemente de la localización, y en el caso de la fotovoltaica distribuida puede ahorrarse, si la instalación se realiza integrada en tejados o paredes de las edificaciones.

-*Costes de operación y mantenimiento O&M*: expresados generalmente como un porcentaje del coste del sistema

-*Coste del seguro I*: también expresado como un porcentaje del coste del sistema.

-*Tasa de descuento r*: es el factor que determina el coste de la financiación de la instalación y consecuentemente es de gran importancia en el valor del LCOE. Tiene en cuenta tanto el valor temporal del dinero (pérdida de valor con el tiempo debido a la inflación), como los intereses devengados, y el riesgo de la inversión, tanto tecnológico como sociopolítico.

-*Esperanza de vida de los sistemas T*: factor determinante cuya variación puede cambiar completamente la rentabilidad de un proyecto. En el caso de los sistemas PV esta es la principal razón por la que se sigue usando predominantemente la tecnología de silicio cristalino (1ª generación) a pesar de que la tecnología de lámina delgada (2ª generación) tenga unos costes menores.

-*Recurso solar S*: viene dado por la localización de la instalación y su valor es distinto para PV que para CSP. Mientras que los sistemas PV captan tanto la radiación directa como la difusa, los sistemas CSP solo captan la directa, pues la difusa no es posible concentrarla ópticamente.

-*Factor de seguimiento (TF)*: se introduce para corregir el recurso solar (S) dependiendo del tipo de seguimiento que incorpore el sistema: fijos, en un eje o de doble eje.

-*Factor de rendimiento (η)*: es el factor que transforma el valor del recurso solar en la cantidad de electricidad producida en realidad. Para sistemas PV tiene en cuenta la eficiencia de conversión y la temperatura del módulo, mientras que para CSP depende principalmente del almacenamiento térmico.

-*Factor de degradación d*: que provoca que cada año se produzca un % menor de electricidad que el primer año.

En el modelo que se ha desarrollado para el LCOE, una vez establecido su valor presente, se determina su evolución futura en función del coste de los sistemas $C(t)$. Para establecer cómo será el comportamiento futuro de $C(t)$, se ha hecho uso del método de las curvas de aprendizaje. De este modo, la evolución futura del LCOE(t), entre 2010 y 2050, será función de la expresión que determine la evolución futura de la potencia instalada acumulada $Q(t)$. La asignación de funciones analíticas cerradas para cada escenario considerado para la $Q(t)$ es una de las principales aportaciones de nuestro modelo, que permite obtener de un modo continuo la evolución futura de LCOE(t).

La relación entre el coste futuro del sistema $C(t)$ y la expresión analítica que obtenemos para la potencia instalada acumulada futura $Q(t)$ viene dada por la extrapolación hacia el futuro de las curvas de aprendizaje. Dichas curvas describen la evolución pasada de los costes unitarios de los sistemas, en función de la potencia instalada acumulada, y muestran una disminución continua de dichos costes, debido principalmente al aprendizaje y a las economías de escala. La representación a doble escala logarítmica de una curva de aprendizaje da lugar generalmente a una línea recta, cuya pendiente negativa permite obtener el denominado como ritmo de aprendizaje. Dicho ritmo de aprendizaje, es característico de cada tecnología, y representa el porcentaje que han disminuido históricamente los costes unitarios cuando se dobla la potencia instalada acumulada. De este modo el coste de un sistema PV o CSP, instalado en un determinado año t , vendrá dado por:

$$C(t) = C(0) \cdot \left(\frac{Q(t)}{Q(0)} \right)^{\text{Log}(1-LR)/\text{Log}(2)} \quad (2)$$

donde $C(0)$ es el coste inicial, $Q(0)$ y $Q(t)$ son la potencia instalada acumulada inicial y su evolución futura, y LR el ritmo de aprendizaje. La substitución de la ecuación (2) en la (1) permite, por tanto, determinar la evolución futura del $LCOE(t)$.

El mejor ejemplo de curva de aprendizaje a lo largo de los años, ha sido el de la tecnología fotovoltaica, cuyo comportamiento durante las últimas cuatro décadas se asemeja a la conocida Ley de Moore seguida por los microprocesadores informáticos. En la Fig. 2.1 se representa la curva de aprendizaje que hemos elaborado para módulos PV, incluida en la publicación [4], que muestra un ritmo de aprendizaje del 22%. Teniendo en cuenta que el sistema PV está formado por el BOS además del módulo, se ha considerado, para los cálculos realizados, un valor del ritmo de aprendizaje del 18% para todo el sistema PV. Para los sistemas CSP no existen curvas de aprendizaje publicadas aparte de la que se elaboró en la publicación [2], que muestra un ritmo de aprendizaje del 10%, y que concuerda bien con las recomendaciones de la IEA para esta tecnología.

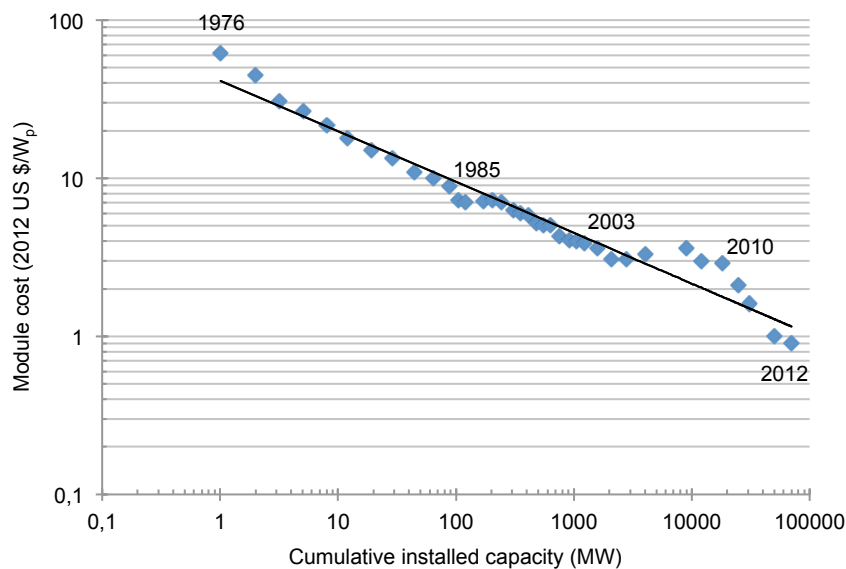


Fig. 2.1. Coste de los módulos fotovoltaicos entre 1976 y 2012 en función de la potencia instalada acumulada (Publicación [4])

Los factores que determinan la evolución futura del $LCOE(t)$ para la electricidad solar son el ritmo de aprendizaje y, principalmente, la ecuación analítica asignada a la evolución futura de la potencia instalada acumulada $Q(t)$. El hecho de que la ecuación que proponemos en nuestro modelo para $Q(t)$ sea una expresión analítica cerrada es fundamental para que la evolución futura del $LCOE(t)$ sea una curva con derivada continua y sin cambios drásticos en la pendiente. Esto supone una aportación significativa y novedosa por nuestra parte, que contrasta con las técnicas habitualmente utilizadas por otros autores que consisten en unir puntos mediante segmentos, por lo que

las derivadas que tienen un significado físico importante (ritmos de crecimiento, factores de sensibilidad, etc.) son discontinuas.

Para determinar la expresión analítica para $Q(t)$ utilizamos los objetivos dados por la IEA para cada escenario considerado, y que han sido presentados en la Subsección 1.4.3. En función de dichos objetivos intermedios y finales, se ha determinado la función que mejor se ajusta a dichos valores, y cuya trayectoria maximice los beneficios medioambientales minimizando los costes. La forma de dicha función puede ser exponencial, potencial, polinómica, etc., pero la que mejor se suele ajustar a los datos es la denominada como función logística, o curva S. Las expresiones concretas que hemos propuesto para las funciones $Q(t)$ para los distintos escenarios y tecnologías están descritas con detalle en las publicaciones [1] y [2]. En la Fig. 2.2, a modo de ejemplo, se representan los objetivos y curvas propuestas para $Q(t)$ para los Escenarios Blue y Roadmap, entre 2010 y 2050, para la tecnología CSP (Fig. 2 de la publicación [1]). En la figura puede apreciarse como la curva correspondiente al Escenario Blue es un claro ejemplo de función logística, y como las expresiones analíticas planteadas se ajustan considerablemente bien a los objetivos intermedios y finales.

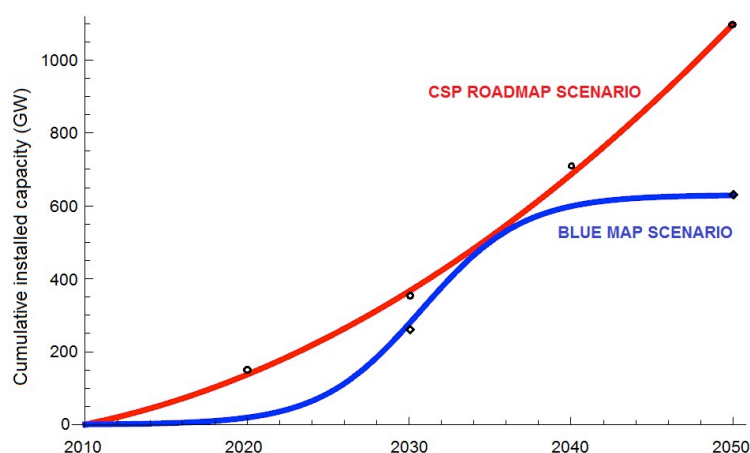


Fig. 2.2. Objetivos y curvas propuestas para la potencia instalada acumulada entre 2010 y 2050 para los Escenarios Blue y Roadmap para los sistemas CSP (Publicación [1])

Utilizando las ecuaciones asignadas para $Q(t)$ para los Escenarios Blue y Roadmap para la tecnología CSP, representadas en la Fig. 2.2, presentamos a modo de ejemplo en la Fig. 2.3 (obtenida de la Fig. 3 de la publicación [1]) la correspondiente evolución futura del LCOE(t). En dicha figura se han comparado dos casos con diferente recurso solar (DNI), contrastando el caso más favorable de 2850 kWh/m²/año, correspondiente al Suroeste de Estados Unidos, con el considerado como mínimo necesario para la instalación de sistemas CSP de unos 2000 kWh/m²/año, correspondiente a algunas zonas del Sur de España. A modo comparativo en la Fig. 2.3 se ha representado también, con forma de recta con pendiente positiva, el coste de producción de la electricidad generada en centrales térmicas de carbón, con y sin incorporación de un sistema de captura y secuestro de carbono (CCS). Los resultados obtenidos muestran

una continua disminución del LCOE para los sistemas CSP en el periodo considerado, ralentizándose el ritmo al que se reducen los costes a medida que avanzan los años hasta prácticamente alcanzarse un valor estable alrededor de 2050.

Además del caso representado en la Fig. 2.3, para la evolución futura del LCOE para distintos recursos solares, en la publicación [1] se han efectuado otras comparaciones de gran interés para la CSP. Dichas comparaciones son entre sistemas con distinto almacenamiento térmico, con distinto ritmo de aprendizaje o con distinta tasa de descuento, representadas en las Figs. 4, 5 y 6 de la publicación [1], respectivamente. El estudio de la evolución futura del LCOE(t) para la tecnología PV y su comparación con los resultados obtenidos para la CSP se ha llevado a cabo en la publicación [2] y será descrita en la Subsección 2.1.2 presentada a continuación.

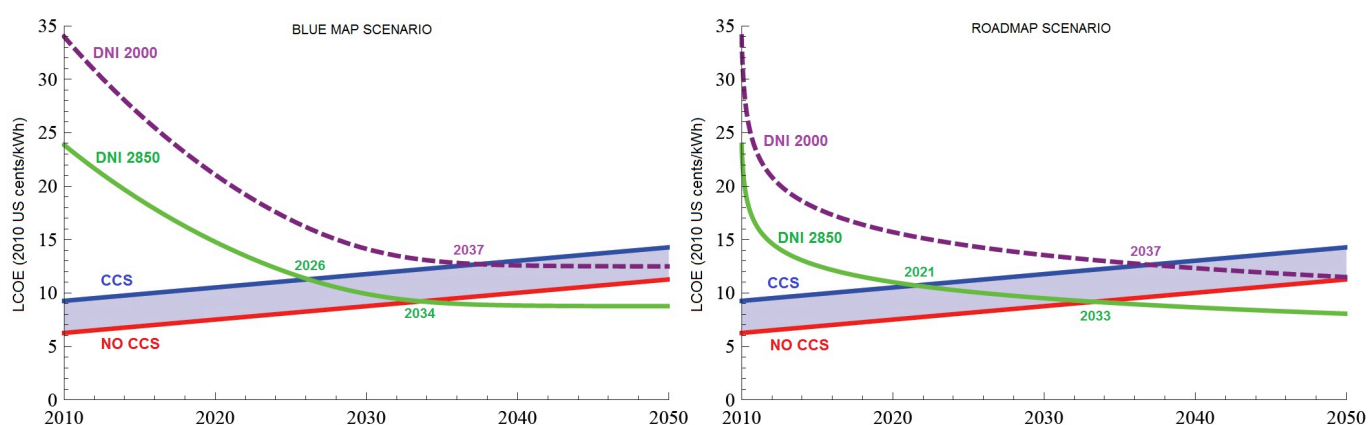


Fig. 2.3. Evolución del LCOE para sistemas CSP para los Escenarios Blue (izquierda) y Roadmap (derecha) para dos DNI distintos: 2850 kWh/m²/año para la curva continua (equivalente al suroeste de Estados Unidos) y de 2000 kWh/m²/yr para la curva discontinua (equivalente al sur de España). Además se comparan con los precios de producción de electricidad a partir de carbón sin incluir (recta roja) e incluyendo (recta azul) un sistema de captura y secuestro de carbono (Publicación [1])

2.1.2 Comparación del LCOE para sistemas PV y CSP, análisis de sensibilidad y paridad con la red

Las dos grandes tecnologías de producción de electricidad a partir del sol, la PV y la CSP, son muy distintas entre sí, tanto tecnológicamente como en el recurso solar que utilizan. A pesar de ello, en la publicación [2] se ha llevado a cabo un estudio comparativo de la evolución futura del LCOE(t) para los sistemas PV y CSP, comparando la incidencia de cada una de las variables más importantes en el coste de la electricidad solar.

En las Figs. 5 y 6 de la publicación [2] se han llevado a cabo unos análisis de sensibilidad del LCOE, en función del recurso solar y de la tasa de descuento, respectivamente, para analizar la incidencia de las variables estudiadas en el valor del

LCOE de acuerdo con la ecuación (1). En el caso del recurso solar se observa como para la PV el LCOE disminuye en menor medida que para la CSP con el incremento del recurso solar, lo cual lo atribuimos a la disminución de la eficiencia de las células fotovoltaicas con la temperatura. Por otro lado, la influencia de la tasa de descuento no es habitualmente tomada en cuenta, pero su valor determina drásticamente la viabilidad económica de un proyecto de generación de electricidad solar. En la Fig. 2.4 se representa el análisis de sensibilidad del LCOE en 2010 en función de la tasa de descuento (obtenida de la Fig. 6 de la publicación [2]) y en la que se aprecia como el LCOE puede llegar incluso a duplicarse para los mayores valores de la tasa de descuento. En este sentido, cabe destacar cómo la coyuntura económica, y la inestabilidad política y legislativa pueden provocar que la tasa de descuento varíe drásticamente entre distintos países, haciendo que aumente considerablemente en aquellos lugares donde la percepción de riesgo del proyecto solar sea mayor.

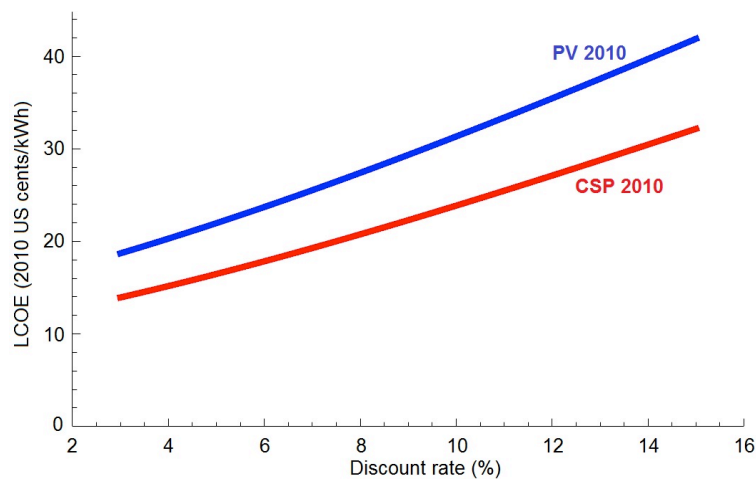


Fig. 2.4. Análisis de sensibilidad del LCOE de los sistemas PV y CSP en 2010 en función de la tasa de descuento (Publicación [2])

En la publicación [2], además de los análisis de sensibilidad anteriormente descritos, se ha estimado la posible evolución futura del coste de la electricidad PV y CSP entre 2010 y 2050, comparando los resultados obtenidos para cada tecnología. Un ejemplo son las estimaciones de las evoluciones futuras del LCOE(t) para diferentes recursos solares (ver Figs. 7 y 8 de la publicación [2]). Para el caso de la PV, dado que estos sistemas también capturan la radiación difusa, la diferencia entre los costes de la electricidad de los sitios con mejor recurso solar y los de peor recurso solar es muy grande, por lo que el rango de localizaciones donde pueden instalarse es mayor que para la CSP. Sin embargo, para la CSP, dado que solo captura la radiación directa, el rango de localizaciones donde su instalación es económicamente viable es mucho menor. Debido a esto, las diferencias entre los costes de la electricidad para los lugares más favorables, como el suroeste de Estados Unidos o el norte de Chile, y los lugares límite, como el sur de España, son menos acentuadas.

También se han comparado las evoluciones futuras del LCOE(t) para distintos tipos de sistemas (ver Figs. 9 y 10 de la publicación [2]). En el caso de los sistemas PV se han comparado sistemas de diferente escala, desde pequeñas instalaciones residenciales hasta las grandes plantas solares, demostrándose que para las grandes plantas fotovoltaicas el coste de la electricidad es alrededor de un tercio más bajo. Sin embargo, el mayor coste de la electricidad producida en sistemas PV residenciales es compensado por el hecho de que estos sistemas compiten con la electricidad convencional una vez transportada y distribuida, cuyo coste suele ser aproximadamente el doble que cuando se considera únicamente el coste de generación. Para los sistemas CSP se han comparado sistemas con distintas cantidades de almacenamiento térmico. Se ha demostrado que los sistemas con almacenamiento térmico, a pesar de tener un coste unitario mayor, producen electricidad prácticamente al mismo coste que los sistemas sin almacenamiento. Esto lo atribuimos a que los sistemas con almacenamiento permiten un uso más eficiente de la turbina, por lo que aumentan su eficiencia total y se produce una mayor cantidad de electricidad por vatio instalado. Debido a esto y dado que los sistemas con almacenamiento térmico aportan seguridad de suministro y mejoran la flexibilidad del mix eléctrico, las grandes empresas eléctricas preferirán los sistemas CSP con almacenamiento a los sistemas sin él. Además, estos sistemas pueden seguir produciendo al anochecer, cuando la demanda de electricidad es mayor, y por lo tanto también el precio de venta de la electricidad.

En la Fig. 2.5 presentamos una comparación directa de las tecnologías PV y CSP, obtenida de la publicación [2] (ver Fig. 9), para cada escenario y para un recurso solar equivalente al del Sur de España. Se ha elegido esta localización porque, para zonas con un menor recurso solar, la instalación de sistemas CSP ya no resulta rentable económicamente. En la Fig. 2.5 se observa como para la localización elegida los costes de la electricidad para ambas tecnologías son similares. Es por esto, que en este caso en particular, las grandes empresas eléctricas preferirían la CSP sobre la PV como sistema centralizado para grandes instalaciones, ya que su almacenamiento térmico y respaldo por gas natural aportarían seguridad de suministro y facilitaría la integración de la electricidad producida en la red eléctrica.

Respecto a la evolución futura de los costes LCOE se observa en la Fig. 2.5 como al principio la CSP reduce sus costes más rápidamente. Esto es debido a las matemáticas de las curvas de aprendizaje y al mayor crecimiento en términos relativos de la CSP durante la primera década. Sin embargo, a largo plazo, el mayor ritmo de aprendizaje de la PV, de un 18% respecto al 10% para la CSP, hace que las reducciones de costes para la PV sean más sostenidas en el tiempo, alcanzando un coste menor que la CSP.

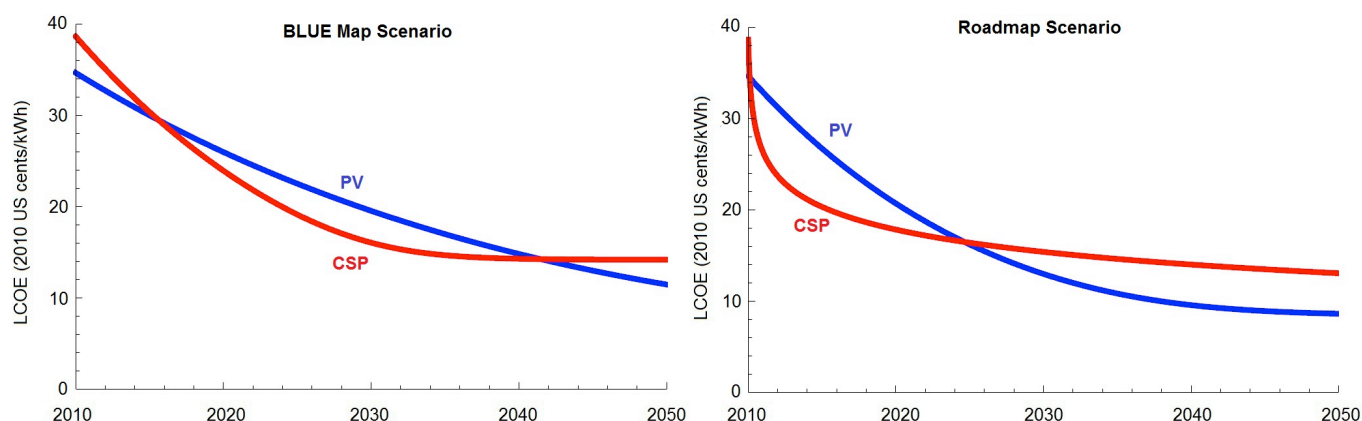


Fig. 2.5. Comparación de la evolución futura del LCOE para sistemas PV y CSP para los Escenarios Blue y Roadmap para un recurso solar equivalente al del Sur de España (Publicación [2])

En la Fig. 2.6 se representa otro caso típico de las evoluciones futuras del LCOE para PV y CSP bajo circunstancias relativamente favorables (obtenida de la Fig. 12 de la publicación [2]), especialmente en lo que se refiere al recurso solar. Se aprecia como las reducciones del coste de la electricidad son considerablemente mayores en el caso del Escenario Roadmap, que es el que tiene unos objetivos más ambiciosos en términos de potencia instalada. Pero no solo son importantes los objetivos finales de dichos escenarios, sino también la trayectoria seguida para alcanzar dichos objetivos, que permite reducir más rápidamente los costes y por lo tanto ser económicamente más eficiente.

En la Fig. 2.6 también se muestra el momento en que se estima que las tecnologías PV y CSP alcanzarán la paridad con la red, es decir, que el coste de su electricidad sea igual al de la electricidad convencional. En este caso se ha tomado como referencia la electricidad producida en centrales térmicas de carbón y se han considerado varios precios cargados a las emisiones de CO₂. Bajo circunstancias relativamente favorables puede apreciarse como la paridad con la red podría alcanzarse en las próximas dos décadas, o incluso antes si el coste de la electricidad convencional se incrementa lo suficiente o se penaliza económicamente a las tecnologías más contaminantes.

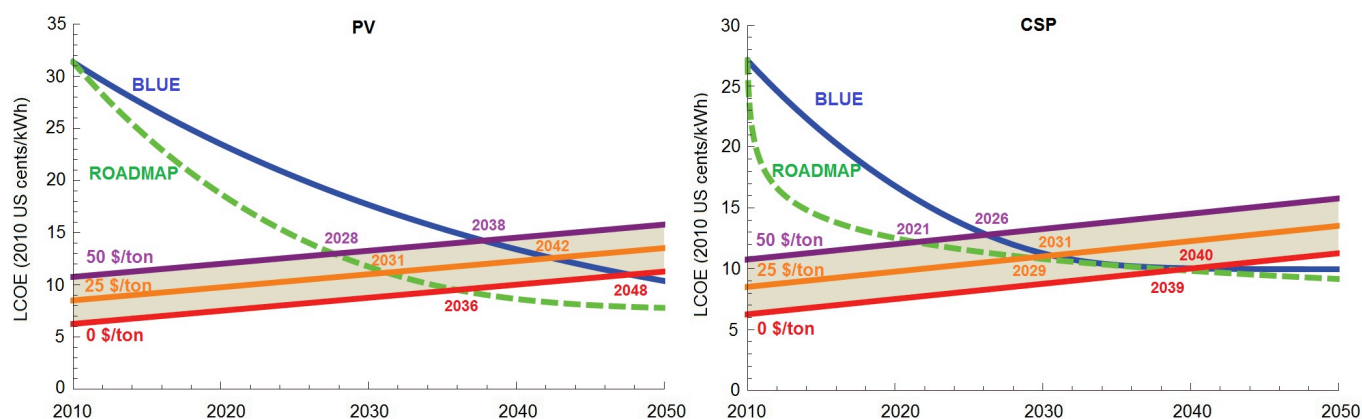


Fig. 2.6. Evolución futura del LCOE para sistemas PV y CSP para los Escenarios Blue y Roadmap para condiciones relativamente favorables y cálculos de paridad con la red respecto a centrales térmicas de carbón considerando precios de las emisiones de carbono: nulo, de 25, y de 50 \$/ton (Publicación [2])

2.1.3 Modelo alternativo para el cálculo del coste de la electricidad

El método descrito basado en el cálculo del LCOE no es el único modo de evaluar el coste de la electricidad producido por los sistemas PV y CSP. Adicionalmente, se ha elaborado un modelo alternativo, descrito en la publicación [3], cuya principal diferencia con el del LCOE reside en la forma en la que se financia el proyecto. En el modelo del LCOE (ver publicaciones [1] y [2]) los cálculos se realizan desde el punto de vista del inversor, ya sea un particular o un banco o fondo de inversión, que espera obtener una determinada rentabilidad del proyecto que ha financiado. Sin embargo, en nuestro otro modelo alternativo, el coste de la electricidad, denominado como COE, se calcula desde el punto de vista de un particular o empresa que decide realizar un proyecto y pide para ello un crédito. Este sistema de financiación es similar al considerado para las hipotecas de las viviendas y estima el coste de la electricidad dividiendo el coste total del proyecto, teniendo en cuenta los intereses a devolver, entre la energía producida durante la vida útil del proyecto.

A diferencia del modelo del LCOE, son ahora los gastos producidos al comienzo, como el coste del sistema y del terreno, los que deben ser financiados, mientras que el resto de costes anuales son pagados con los ingresos por la venta de la electricidad. Esto se realiza introduciendo el denominado como factor de recuperación del capital, o “capital recovery factor” CRF, que indica la fracción de la cantidad financiada que debe devolverse cada año al prestamista.

Los resultados obtenidos con este modelo son en general bastante similares a los obtenidos con el modelo del LCOE. En la Fig. 2.7 (obtenida de la Fig. 3 de la publicación [3]) se ha representado la evolución futura del coste de la electricidad (COE) para distintos tipos de sistemas PV y CSP de acuerdo al Escenario Blue para la potencia instalada acumulada. En el caso de la PV se han comparado sistemas de

distintas escalas, obteniéndose un coste de la electricidad considerablemente menor en el caso de grandes instalaciones. Sin embargo, para CSP se han obtenido unos costes prácticamente idénticos entre sistemas con y sin almacenamiento, por lo que, como ya se ha dicho, las empresas preferirán claramente la flexibilidad y seguridad de suministro que aporta el almacenamiento térmico.

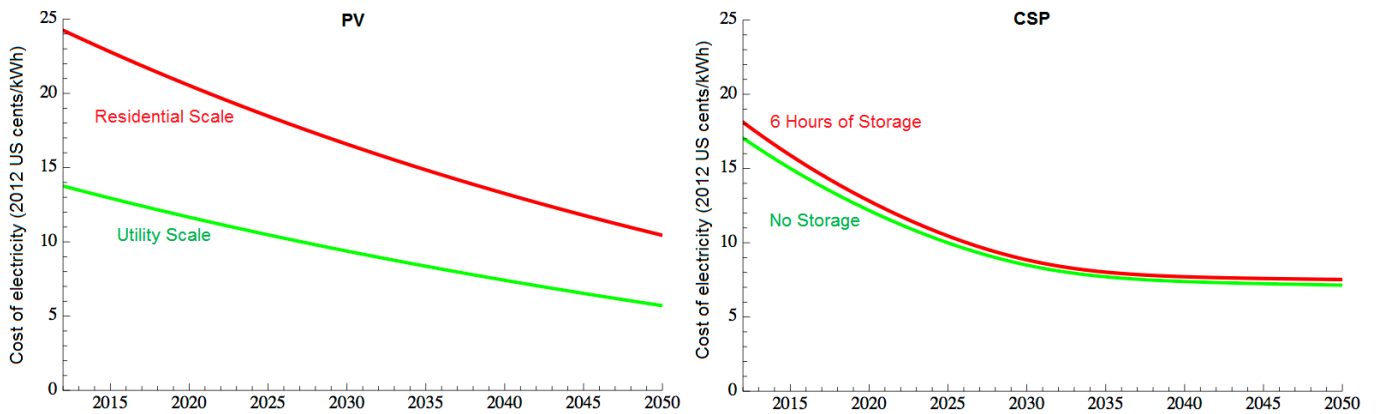


Fig. 2.7. Evolución del coste de la electricidad (2012-2050) para sistemas PV de escala residencial y de gran escala y para sistemas CSP con y sin almacenamiento térmico (Publicación [3])

La Fig. 2.8 (obtenida de la Fig. 4 de la publicación [3]) es análoga a la Fig. 2.7 anteriormente representada, pero comparando ahora proyectos con distinta tasa de descuento en vez de sistemas de diferente tipo. Al igual que se pudo observar para el caso del modelo del LCOE en el análisis de sensibilidad representado en la Fig. 2.4, se observa la gran influencia que tiene la tasa de descuento en el coste de la electricidad producida, y por tanto en la viabilidad económica del proyecto.

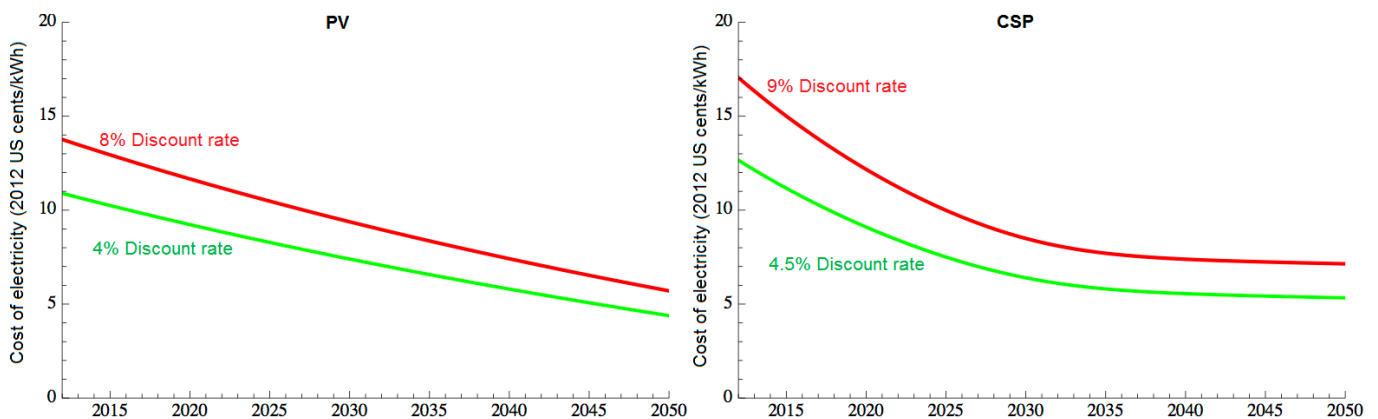


Fig. 2.8. Evolución del coste de la electricidad (2012-2050) para sistemas PV y CSP para diferentes tasas de descuento (Publicación [3])

2.2 Cálculo de la reducción de las emisiones de carbono, anuales y totales, debido a la implementación de tecnologías solares para la producción de electricidad

Además de los aspectos económicos, los aspectos medioambientales son fundamentales a la hora de estudiar la idoneidad e importancia de la instalación de sistemas de producción de electricidad renovable solar. Es por esto que, de un modo análogo al realizado con los costes de la electricidad (ver Subsección 2.1), se ha establecido un método para estimar las emisiones de CO₂ ahorradas por los sistemas PV o CSP (ver publicaciones [6] y [5] respectivamente), tanto anuales como totales, en el periodo 2010-2050 para los distintos escenarios considerados.

En primer lugar, se ha establecido la expresión analítica que determina, de un modo continuo, la evolución futura de la electricidad producida anualmente, $E(t)$, para cada tecnología. La asignación de una ecuación cerrada para $E(t)$ se ha realizado utilizando los objetivos finales e intermedios de cada escenario, de un modo análogo a como se hizo con $Q(t)$ en el modelo del LCOE. De este modo, la mayor parte de las ecuaciones asignadas a cada escenario corresponden a curvas S, como puede apreciarse en la Fig. 2 de las publicaciones [6] y [5] para PV y CSP respectivamente.

También es necesario conocer la expresión analítica $F(t)$ que determina para un año t , entre 2010 y 2050, las emisiones ahorradas por kWh producido por los sistemas PV y CSP instalados, respecto a las fuentes de energía convencionales. Para ello, se ha considerado por un lado la evolución futura de las emisiones de CO₂, por kWh producido, asociadas a las fuentes de energía convencionales o mixes eléctricos, y, por otro lado, las correspondientes a las tecnologías PV y CSP. A diferencia de la mayoría de los estudios, que consideran que las tecnologías renovables no producen emisiones de CO₂, en este trabajo se han tenido en cuenta todos los costes externos asociados a las tecnologías PV y CSP. Estas tecnologías, pese a no producir emisiones durante el proceso de generación de la electricidad, sí que llevan asociadas unas determinadas emisiones por kWh generado relacionadas con su fabricación, transporte, operación y mantenimiento, etc. En las publicaciones [5] y [6] se ha considerado que las emisiones correspondientes a los sistemas PV y CSP disminuirán desde unos valores actuales de 46 y 22 gCO₂/kWh, respectivamente, hasta unos valores de 8.2 y 11 gCO₂/kWh en 2050. Respecto a las fuentes convencionales a las que sustituyen, en la publicación [5] se han considerado las emisiones asociadas al carbón, gas natural y nuclear, que disminuirían desde unos valores actuales de 1000, 469 y 16 gCO₂/kWh, respectivamente, hasta unos 630, 350 y 16 gCO₂/kWh en 2050, respectivamente. En la publicación [6] la comparación se ha realizado respecto a los mixes del Mundo, Unión Europea, Estados Unidos y China, cuyas emisiones asociadas son de alrededor de 529, 347, 522 y 766 gCO₂/kWh, respectivamente.

La ecuación que hemos establecido para calcular las emisiones totales ahorradas entre 2010 y 2050, para un determinado escenario, debido a la instalación de sistemas PV o CSP, sería:

$$CO_2 = \int_{2010}^{2050} CO_2(t) \cdot dt = \int_{2010}^{2050} E(t) \cdot F(t) \cdot dt \quad (3)$$

donde $E(t)$ y $F(t)$ son la electricidad producida anualmente y las emisiones ahorradas por kWh generado por los sistemas PV o CSP, respectivamente. En la ecuación (3) puede observarse la variable denominada $CO_2(t)$, que es la función que determina los ahorros anuales de CO_2 para un año t , y cuyo valor es igual al producto de $E(t)$ por $F(t)$.

Siguiendo el procedimiento de cálculo señalado, en las Figs. 2.9 y 2.10 se representan las emisiones anuales de CO_2 ahorradas, en unidades de Gt/año, por las tecnologías PV y CSP, respectivamente (obtenidas de la Fig. 4 de las publicaciones [6] y [5] respectivamente), especificándose debajo de las curvas el valor total de las emisiones ahorradas. En el caso de la tecnología fotovoltaica, estudiada en la publicación [6], el periodo considerado ha sido 2013-2050, mientras que para CSP, analizada en la publicación [5], dicho periodo se reduce a 2013-2035. Se han considerado los Escenarios Blue, Roadmap y New Policies, salvo en el caso de la PV, para la cual se ha sustituido el Escenario Blue, elaborado en 2008, por el Escenario 2DS, que es su versión actualizada en 2012 (ver Subsección 1.4.3). Esto es debido a que el extraordinario e inesperado crecimiento de la fotovoltaica durante el último lustro ha provocado que los objetivos para el año 2030 del Escenario Blue, que fueron fijados en 2008, resulten un tanto moderados.

En el caso de la tecnología PV, puede observarse en la Fig. 2.9, donde se representa el caso particular del mix eléctrico del Mundo, cómo los diferentes caminos seguidos, según el escenario, por los ahorros anuales de emisiones de CO_2 dan lugar a unos ahorros totales muy diferentes entre sí. En el caso del Roadmap, su crecimiento continuo durante el periodo considerado (2013-2050) permite reducir un 50% adicional de CO_2 en comparación con el Escenario 2DS, cuyo crecimiento en el ahorro de emisiones se produce principalmente entre 2020 y 2040. Las emisiones totales ahorradas según el Escenario New Policies no son comparables, pues solo se tiene en cuenta hasta el año 2035; sin embargo puede apreciarse como hasta el año 2025 las emisiones evitadas anualmente siguen un camino análogo al del Escenario 2DS.

El mix eléctrico adoptado como referencia para calcular los ahorros de emisiones tiene una gran influencia en los resultados obtenidos (ver Fig. 5 de la publicación [6]), ya que es mucho más eficiente, en términos medioambientales, el instalar los sistemas PV y CSP en aquellos lugares con mixes eléctricos más contaminantes. De hecho, las emisiones totales ahorradas para cada escenario, en relación al mix eléctrico de la Unión

Europea, son un 50% mayores para un mix como el de Estados Unidos, y más del 100% para un mix como el de China.

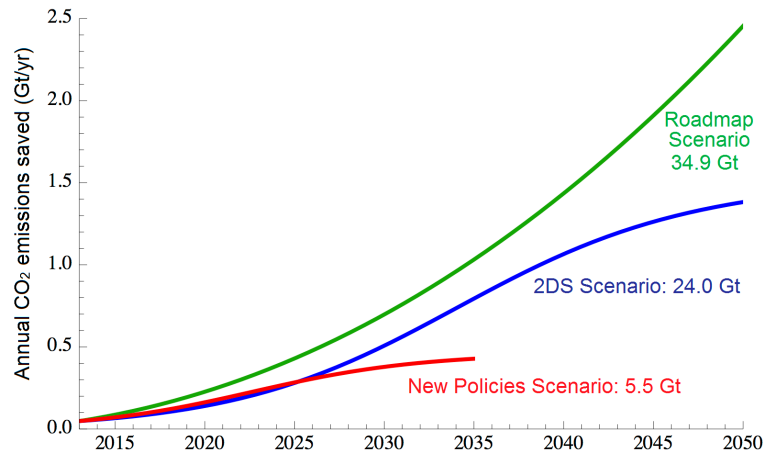


Fig. 2.9. Emisiones de CO₂ anuales evitadas debido a la instalación de sistemas PV, en Gt por año, entre 2013 y 2050 para los Escenarios 2DS y Roadmap y entre 2013 y 2035 para el Escenario New Policies en relación al mix eléctrico del mundo. La cantidad total de CO₂ ahorrada para cada escenario se especifica debajo de cada curva (Publicación [6])

Para el caso de la tecnología CSP, los ahorros de emisiones anuales y totales, representados en la Fig. 2.10, han sido determinados respecto de dos mixes eléctricos concretos, denominados A y B, en vez de utilizar unas determinadas regiones como se hizo para la PV. Dichos mixes están formados por carbón y gas natural a partes iguales en el caso del mix A, añadiendo la energía nuclear como tercer componente en el caso del mix B. Puede observarse como para la CSP los ahorros de emisiones totales en el caso del Escenario Roadmap en el periodo 2013-2035 son casi un 50% mayores que para el Escenario Blue. Dichos ahorros son considerablemente menores en el caso del Escenario New Policies, que únicamente es capaz de seguir el ritmo del Escenario Blue hasta 2020.

Es de destacar en las representaciones de la Fig. 2.10 la gran influencia ejercida por el mix eléctrico considerado, ya que las emisiones ahorradas son mucho menores en un mix eléctrico menos contaminante, como es el caso del mix B, gracias a las bajas emisiones asociadas a la energía nuclear. Esta conclusión es equivalente a la obtenida para las regiones menos contaminantes en el caso de la PV.

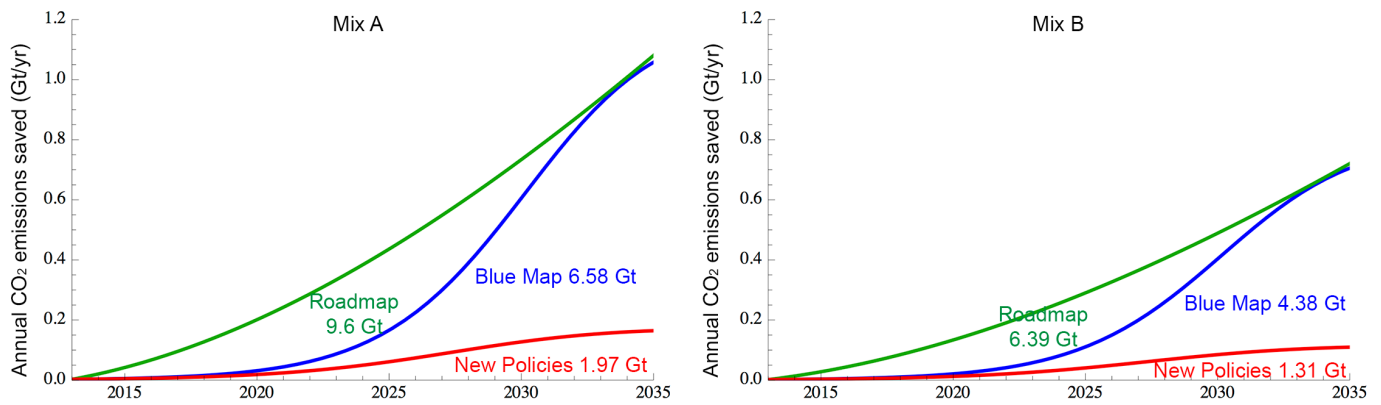


Fig. 2.10. Emisiones de CO₂ anuales evitadas, en Gt por año, entre 2013 y 2035 debido a la instalación de sistemas CSP de acuerdo a los Escenarios Blue, Roadmap y New Policies en relación a los mixes A (izquierda) y B (derecha). La cantidad total de CO₂ ahorrada para cada escenario se especifica debajo de cada curva (Publicación [5])

Finalmente quisiéramos destacar que el hecho de que nuestras estimaciones estén realizadas para mixes específicos no hace nuestro modelo menos general, pues puede ser directamente aplicado a cualquier mix eléctrico considerado.

2.3 Cálculo de extra-costes originados por la introducción de tecnologías renovables de tipo solar en la generación de potencia eléctrica.

Una vez que se han calculado las emisiones totales de CO₂ que se ahorrarían según cada uno de los escenarios considerados (ver Subsección 2.2), establecemos a continuación un modelo para poder cuantificar en términos económicos cuáles son los extra-costes derivados de la implementación de dichos escenarios. Dicho modelo ha sido explicado en profundidad en las publicaciones [6] y [5] para la PV y la CSP, respectivamente.

Lo primero es establecer la expresión analítica que determine la electricidad producida por los sistemas que fueron instalados en un determinado año “t” durante un determinado año “x” de su vida útil, a la que denominaremos $E(t,x)$, y que obviamente debe de tener en cuenta la degradación de los sistemas. En la elaboración de dicha función, se ha tenido en cuenta la vida útil de los sistemas PV y CSP, la cual viene determinada por el año en que dichos sistemas dejen de estar operativos. A partir de ahí, los sistemas antiguos deben de ser repuestos por unos nuevos (“repowering”) para de este modo poder cumplir con los objetivos propuestos en los escenarios de un modo continuo y progresivo. Todo esto ha sido tenido en cuenta y está explicado detalladamente en la publicación [6], donde se exponen los tres posibles valores de $E(t,x)$ en función de los valores de “t” y “x”.

Una vez conocidas las ecuaciones que determinan las funciones $E(t,x)$ y $LCOE(t)$ anteriormente explicadas (ver Subsecciones 2.3 y 2.1.1 respectivamente) y establecida

la evolución futura del coste de la electricidad convencional para un año “x”, $LCOEMIX(x)$, se puede definir el sobrecoste total (2010-2050) de llevar a cabo uno de los escenarios considerados para las tecnologías PV o CSP como:

$$EC = \int_{2010}^{2050} EC(x) \cdot dx = \int_{x=2010}^{2050} \int_{t=2010}^x (LCOE(t) - LCOEMIX(x)) \cdot E(t, x) \cdot dt \cdot dx \quad (4)$$

En esta ecuación, $EC(x)$ representa los extra-costes totales durante un determinado año “x” entre 2010 y 2050, y tiene en cuenta los extra-costes generados durante ese año por todos los sistemas instalados en años anteriores.

Respecto a la tecnología PV, los resultados obtenidos para los extra-costes anuales y totales para los escenarios y regiones consideradas (Mundo, Unión Europea, Estados Unidos y China), han sido explicados detalladamente en la publicación [6], y resumidos en la Tabla 4 de dicha publicación. Cabe destacar la gran diferencia entre los extra-costes totales obtenidos para las distintas regiones consideradas, lo que atribuimos principalmente al distinto coste de la electricidad convencional. Los casos más extremos son los de China y la Unión Europea, con unos costes de la electricidad convencional muy bajos y muy altos respectivamente, lo que hace que los extra-costes calculados sean considerablemente menores en el caso de la Unión Europea. Otro factor a tener en cuenta es el incremento anual del coste de la electricidad convencional, ya que una pequeña diferencia del 0.5% (descontando la inflación) en dicho incremento puede hacer que los extra-costes totales disminuyan considerablemente.

En la Fig. 2.11 se presentan los extra-costes anuales para la tecnología PV entre 2013 y 2050, en relación al mix eléctrico del Mundo (ver Fig. 6 de la publicación [6]) para los tres escenarios considerados y con un incremento del coste de la electricidad convencional del 0 y el 0.5% sobre la inflación. Se observa en la figura que llega un momento en el que la pendiente de la curva que determina los extra-costes anuales se hace negativa. Esto sucede cuando se alcanza la paridad con la red, y los nuevos sistemas instalados dejan de producir nuevos extra-costes. Incluso puede llegar el caso, que bajo determinadas circunstancias, los extra-costes anuales fuesen negativos a partir de un cierto año. Esto sucedería, según nuestra interpretación, cuando los ahorros en los gastos producidos por los sistemas que ya han alcanzado la paridad con la red sean superiores a los extra-costes correspondientes a los sistemas renovables más antiguos. También puede apreciarse en la Fig. 2.11 la influencia de la reposición de sistemas (“repowering”) a partir de 2043, cuando los primeros sistemas instalados en 2013 dejan de funcionar. A partir de ese momento se produce una disminución de los extra-costes anuales debido al menor coste LCOE de los nuevos sistemas que sustituyen a los más antiguos.

En la representación de los extra-costes anuales correspondientes a la PV de la Fig. 2.11 se observa como dichos extra-costes generalmente son mayores para el Escenario

Roadmap. Sin embargo, llega un momento, entre 2040 y 2050, en el que se hacen menores que los del Escenario Blue. Esto lo atribuimos a que, debido a las matemáticas de las curvas de aprendizaje, la paridad con la red se alcanza antes en el Escenario Roadmap que en el Blue. La consecuencia de ello es que los sobre-costes totales, en el periodo 2013-2050, no son mucho mayores para el Escenario Roadmap que en el Blue, a pesar de que la electricidad producida y las emisiones evitadas son considerablemente mayores en el caso del Escenario Roadmap. Por último, el Escenario New Policies es solo considerado hasta 2035, observándose que en ese periodo de tiempo sus extra-costes siguen una tendencia similar a los debidos al Escenario Blue.

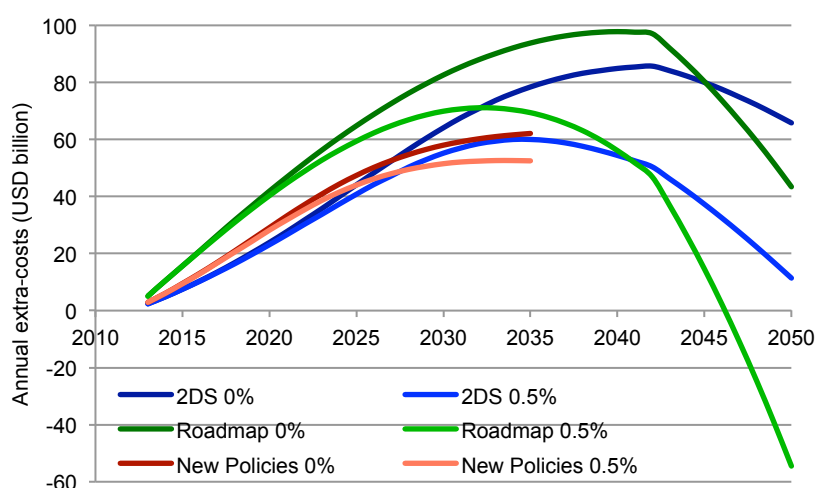


Fig. 2.11. Extra-costes anuales, en miles de millones de \$, debido a los sistemas PV para llevar a cabo los Escenarios 2DS y Roadmap entre 2013 y 2050 y New Policies entre 2013 y 2035, en relación con el mix eléctrico del Mundo para un incremento anual de la electricidad convencional del 0 y el 0.5% (Publicación [6])

Los resultados obtenidos para los extra-costes anuales y totales asociados a la tecnología CSP en el periodo 2013-2035, para los escenarios y mixes eléctricos considerados (Mixes A y B), han sido explicados en profundidad en la publicación [5], y resumidos sus valores totales resultantes en su Fig. 7. En dicha figura destaca que los extra-costes totales correspondientes a los Escenarios Blue y Roadmap son muy similares, a pesar de que la cantidad de electricidad producida en el Roadmap es considerablemente mayor, lo que es atribuido a que el coste de la electricidad CSP en este escenario disminuye más rápidamente.

En la Fig. 2.12 se representa la evolución futura de lo extra-costes anuales, en relación al Mix A (ver Figura 6 de la publicación [5]) entre 2013 y 2035. Se aprecia como los extra-costes para el Escenario Roadmap crecen de un modo continuo y casi lineal, mientras que los del Blue son muy reducidos durante la primera década pero luego crecen rápidamente, hasta que superan a los del Roadmap alrededor de 2029. Para el Escenario New Policies los extra-costes son considerablemente menores a los de los otros dos escenarios, aunque durante la primera década (2013-2023), siguen una

tendencia análoga a los del Escenario Blue. A diferencia de lo que sucedía para la PV, en el caso de la CSP la pendiente de los sobre-costes anuales no llega a hacerse nunca negativa, lo que es debido a que en el periodo considerado los sistemas CSP aún no habrían alcanzado la paridad con la red.

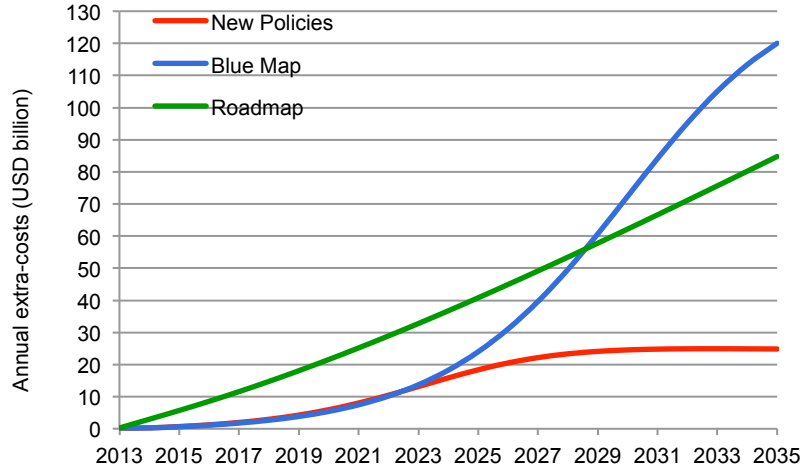


Fig. 2.12. Extra-costes anuales, en miles de millones de \$, debido a los sistemas CSP para llevar a cabo los Escenarios Blue, Roadmap y New Policies entre 2013 y 2035, en relación al Mix A (Publicación [5])

2.4 Coste unitario de la tonelada de CO₂ evitada debido a la implementación de las tecnologías PV y CSP

El concepto de coste unitario de la tonelada de CO₂ evitada es de gran utilidad a la hora de comparar unas tecnologías con otras, y ver cuáles son menos costosas para conseguir reducir las emisiones de CO₂ y poder mitigar así los peores efectos del cambio climático. En el caso de las tecnologías solares PV y la CSP dichos costes también son muy útiles para comparar cómo de eficientes son los escenarios considerados, y qué regiones son las más adecuadas para implementar dichos escenarios.

Para estimar los costes unitarios por tonelada de CO₂ evitada (UEC), en unidades de \$/t, solo habrá que dividir los extra-costes totales incurridos en la implementación de un determinado escenario EC (ver ecuación 4) entre la cantidad total de CO₂ evitada (ver ecuación 3), es decir:

$$UEC = EC/CO_2 = \left(\int_{x=2010}^{2050} \int_{t=2010}^x (LCOE(t) - LCOEMIX(x)) \cdot E(t, x) \cdot dt \cdot dx \right) / \int_{2010}^{2050} E(t) \cdot F(t) \cdot dt \quad (5)$$

Los resultados obtenidos para PV y CSP correspondientes a los escenarios y regiones o mixes eléctricos considerados pueden encontrarse en la Tabla 5 de la publicación [6] y en la Fig. 8 de la publicación [5] respectivamente. En el caso de la PV, para la cual se

han estudiado 4 regiones determinadas, cabe destacar la gran influencia del coste de la electricidad convencional, que provoca que zonas como la Unión Europea, con elevados costes de la electricidad convencional, tengan unos costes unitarios de la tonelada evitada menores que los del resto de regiones. El caso contrario sucede en China, donde el bajo coste de la electricidad convencional provoca que los costes unitarios de la tonelada evitada sean superiores a la media, a pesar de la mayor cantidad de CO₂ ahorrada, lo cual era debido según vimos a lo contaminante de su mix eléctrico.

En la Fig. 2.13 se representa una comparativa de los valores medios obtenidos para los costes unitarios de la tonelada de CO₂ evitada, para cada escenario considerado de implementación de las tecnologías PV y CSP (obtenida de la Fig. 7 de la publicación [6]). Una conclusión obvia de los resultados obtenidos es que para ambas tecnologías, cuanto más elevados sean sus objetivos, menores son los costes unitarios, lo que es una consecuencia de las matemáticas de la curva de aprendizaje.

En la Fig. 2.13, puede observarse como los costes unitarios de las emisiones de la PV son alrededor de la mitad de los correspondientes a la CSP. Esto es en parte debido al hecho de que un alto porcentaje de la electricidad fotovoltaica, la correspondiente al sector residencial, no compite con los costes de producción de la electricidad convencional, sino con los costes de esta electricidad una vez transportada y distribuida, que suelen ser casi el doble, por lo que la diferencia entre los costes de la electricidad PV y la convencional es menor. Sin embargo, el mayor coste unitario de las emisiones de la CSP puede verse compensado gracias al almacenamiento térmico que suele llevar incorporado esta tecnología, que aporta seguridad de suministro y permite integrar otras fuentes renovables intermitentes, como es precisamente el caso de la misma fotovoltaica. Es por esto, que fuentes de electricidad como la solar PV, que tiene unos costes más reducidos pero que son intermitentes, pueden ser complementadas con otras fuentes como la solar CSP, que tiene unos costes mayores pero que permiten una mayor integración a la red y una participación más elevada en el mix eléctrico.

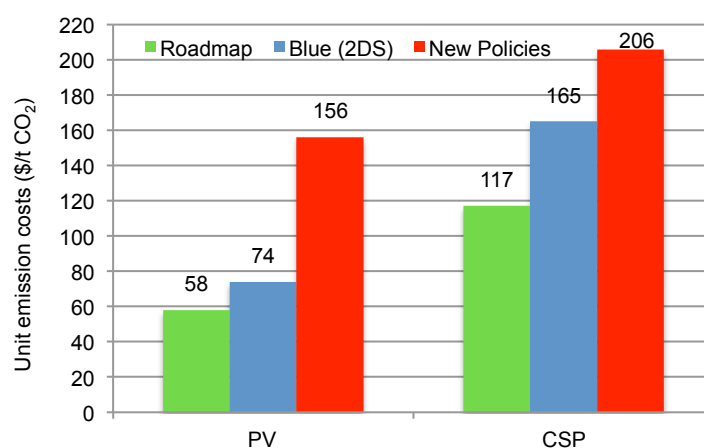


Fig. 2.13. Costes unitarios medios de emisiones ahorradas, en \$/t CO₂, para las tecnologías PV y CSP y para los tres escenarios considerados (Publicación [6])

3 Conclusiones

De acuerdo con los objetivos planteados en esta Tesis, descritos en la Sección 1, y los resultados obtenidos, que se han resumido en la Sección 2, expondremos en esta sección las conclusiones alcanzadas con respecto a la implementación de las tecnologías fotovoltaica y termoeléctrica de concentración para la generación de electricidad. Como consideración previa nos gustaría señalar que el método desarrollado tanto para los costes de la electricidad, como para las emisiones de CO₂ evitadas, y los extra-costes asociados a la implementación de los tres escenarios de la IEA considerados (Blue Map, Roadmap y New Policies), son técnicas de tipo general que permiten ser aplicadas a otros escenarios y regiones que no han sido consideradas en este trabajo.

A continuación se exponen las conclusiones alcanzadas en esta Tesis agrupadas de acuerdo con el mismo patrón que hemos seguido en la exposición de los resultados y discusión de la Sección 2.

A. Costes LCOE y potencia solar instalada (2012-2050)

A.1. Los costes de la electricidad solar CSP, se reducirán sustancialmente en el periodo 2010-2030, debido al gran factor multiplicativo que experimentará la potencia instalada acumulada, frenándose dicho ritmo a largo plazo hasta el 2050. Sin embargo, la tecnología PV experimentará una reducción de costes más sostenida en el tiempo, debido a su mayor desarrollo actual y al superior ritmo de aprendizaje. De los resultados obtenidos, se deduce que, tanto para la PV como para la CSP, la paridad con la red se alcanzaría durante las próximas dos décadas en aquellas localizaciones con buen recurso solar o dónde el coste de la electricidad convencional sea alto. Se deduce, además, que los costes reales LCOE en 2050 se verán reducidos a unos niveles en torno a 8-10 c\$/kWh, lo que supone un 30-40% de su valor actual.

A.2. En relación a los objetivos establecidos por la Agencia Internacional de la Energía, se puede afirmar que la tecnología solar fotovoltaica se está desarrollando de acuerdo a lo previsto, debido a como se ha comportado durante el último lustro (2008-2013) y a los planes ya comprometidos a corto plazo. De hecho, un moderado incremento anual de la potencia instalada del 7% desde 2013 hasta 2050 bastaría para cumplir con los objetivos del Escenario Blue. Por otra parte, la tecnología CSP deberá recibir un mayor impulso durante esta década si quiere alcanzar los objetivos establecidos en el Escenario Blue. Nos parece, por tanto, que unos objetivos para 2050 de 1-2 TW y de 0.5-1 TW de potencia instalada podrían ser alcanzados para la PV y la CSP respectivamente.

A.3. Dados los objetivos finales indicados por los escenarios considerados (Blue Map, Roadmap y New Policies), es necesario desarrollar métodos analíticos como los

descritos en esta Tesis, para describir las hojas de ruta que permitan alcanzarlos. Además, se puede concluir que la evolución del coste de la electricidad dependerá del camino temporal específico seguido por la variable que representa la potencia instalada acumulada futura. Se concluye asimismo que las expresiones analíticas halladas permiten el cálculo directo de los factores de sensibilidad. De este modo, se ha demostrado la gran influencia de la tasa de descuento, el tiempo de vida de los sistemas, su degradación, etc., en la viabilidad económica del proyecto.

A. 4. Como se puede concluir de los resultados obtenidos, si queremos tener una visión global en relación a la implementación de la electricidad solar, hay que tener en cuenta que en el caso de la fotovoltaica se debe distinguir en los cálculos de los LCOEs entre la generación centralizada (grandes plantas solares) y la distribuida (residencial). En el caso de la CSP, la diferenciación se debe aplicar entre los sistemas con y sin almacenamiento térmico e hibridación con gas natural con el objeto de suavizar las intermitencias.

B. Reducción de emisiones de CO₂

B.1. Para poder estimar las emisiones anuales de CO₂ evitadas por las tecnologías PV y CSP para cualquier año incluido en el periodo 2010-2050, ha sido necesario establecer un modelo analítico a partir de los objetivos propuestos por el IPCC para reducir en lo posible el cambio climático en las próximas décadas. De los cálculos efectuados para este modelo, se puede concluir que es necesario tener en cuenta las frecuentemente ignoradas emisiones de carbono equivalentes atribuidas a la fabricación, instalación, etc., de los mismos sistemas PV y CSP a desplegar.

B.2. Asimismo, se puede concluir de los trabajos presentados en esta Tesis, que para el cálculo de las emisiones de CO₂ evitadas es fundamental tener en cuenta la composición actual del mix eléctrico de las regiones consideradas, como se ha comprobado en los casos dispares de la Unión Europea y China.

C. Extra-costes y costes unitarios por tonelada de emisiones de CO₂ evitadas

C.1. Se puede concluir de los resultados obtenidos, que cuanto mayores son los objetivos de potencia instalada de un escenario determinado (Blue, Roadmap y New Policies), menores serán los costes unitarios por tonelada evitada. En la misma línea, y con el objetivo de reducir la concentración atmosférica de CO₂ en la próxima década, tal y como recomienda fuertemente la IEA, es fundamental no dilatar en el tiempo la instalación de los sistemas previstos (PV y CSP) en sus recomendaciones.

C.2. De los resultados obtenidos en esta Tesis puede concluirse que, a la hora de estimar el valor de los costes unitarios para la reducción de las emisiones, es

fundamental tener en cuenta, tanto el mix eléctrico considerado, como el coste actual de la electricidad de las fuentes energía convencionales a sustituir. Además, se ha contrastado el hecho de que para hacer una estimación realista de los costes unitarios es necesario contemplar la repotenciación de los sistemas una vez llegado el final de su vida útil, ya que el coste de la electricidad generada por los nuevos sistemas será considerablemente menor que el de los reemplazados.

C.3. La tecnología solar PV presenta unos costes unitarios de emisiones evitadas considerablemente más bajos que los de la CSP. Sin embargo, la PV produce electricidad de un modo intermitente, por lo que generalmente dependería de otras tecnologías paralelas con gran flexibilidad y seguridad de suministro, como es el caso de la CSP gracias al almacenamiento térmico y la hibridación con gas natural. De este modo, la CSP complementaría a la PV, permitiendo una mayor penetración en el mix eléctrico de esta última aminorando los problemas inherentes de integración a la red.

C.4. Los costes unitarios obtenidos para las emisiones evitadas por las tecnologías PV y CSP pueden considerarse como razonables si los comparamos con otras tecnologías renovables, como la eólica, o aquellas encaminadas directamente a la reducción de las emisiones de CO₂, como la captura y secuestro de carbono. Sin embargo, los extra-costes unitarios pueden considerarse elevados si los comparamos con los precios de los derechos de emisión del mercado de carbono de la Unión Europea, que en el mejor de los casos no supera los 20 \$/t.

D. Otras conclusiones y recomendaciones

En este apartado se incluyen otras conclusiones que necesitan simultáneamente de varias de las que hemos expuesto en los tres grupos A, B y C anteriores, y que además contienen algunas recomendaciones:

D.1. Los resultados obtenidos han puesto de manifiesto, que tanto la tecnología solar PV como la CSP tienen el potencial para ser unas de las tecnologías claves en la lucha contra el cambio climático. Se ha demostrado que llevar a cabo los escenarios considerados daría lugar a una gran reducción en los costes de la electricidad solar, lo que permitiría a estas tecnologías ser competitivas con el resto de tecnologías convencionales. De hecho, los costes unitarios por tonelada de CO₂ evitada que se han obtenido son muy razonables, lo que permitiría conseguir el objetivo de mitigar los peores efectos del cambio climático a un coste moderado.

D.2. Una vez alcanzada la paridad con la red, el principal problema de la tecnología fotovoltaica para alcanzar una mayor penetración en el mix eléctrico serán los problemas derivados de su integración en la red eléctrica. Es por esto que sistemas como los CSP, con almacenamiento térmico integrado, pueden resultar de gran utilidad

y complementar a los fotovoltaicos, permitiendo una mejor integración en la red de la electricidad producida por estos últimos. Para ello también serán de gran utilidad el desarrollo de las conocidas como redes inteligentes (“smart grids”), que permitirán utilizar de un modo más eficiente las fuentes de energía intermitentes, como la fotovoltaica y la eólica.

D.3. A la hora de establecer la idoneidad de la participación de las tecnologías solar PV y CSP en el mix eléctrico no deben de olvidarse los beneficios en términos medioambientales, económicos y estratégicos que estas tecnologías reportarían. En términos medioambientales, estas tecnologías permitirían cumplir los tratados internacionales de reducción de emisiones de CO₂, como es el caso del Protocolo de Kyoto, así como las regulaciones regionales, como la directiva “20-20-20” de la Comisión Europea. Mientras que en términos económicos y estratégicos, estas tecnologías permitirían mejorar la balanza de pagos y la independencia energética de los países en donde se instalaran.

D.4. Los modelos desarrollados pueden ser de gran utilidad en la planificación de la política energética, la cual será necesaria para el cumplimiento de escenarios como el Blue, que pretende limitar el calentamiento global a 2°C. Un ejemplo son los subsidios a las energías renovables en forma de deducciones fiscales, créditos preferentes y, sobre todo, primas a la producción de electricidad. Respecto a estas últimas, el modelo desarrollado permitiría estimar cómo deberían de reducirse en el futuro para que no supongan una distorsión del mercado. Además, los modelos desarrollados serían de utilidad a la hora de diseñar los futuros escenarios para el ahorro de CO₂ y los extra-costes incurridos para implementar dichos escenarios. En este sentido, sería muy efectivo a la hora de establecer mecanismos que permitan aumentar el precio de los derechos de emisión en el mercado del carbono, de modo que se incentive la inversión en las tecnologías PV y CSP.

4 Anexos

4.1 Publicación 1

Título: CSP electricity cost evolution and grid parities based on the IEA roadmaps.

Autores: J. Hernández-Moro, J.M. Martínez-Duart.

Referencia: Energy Policy 41 (2012) 184-192.

4.2 Publicación 2

Título: Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution.

Autores: J. Hernández-Moro, J.M. Martínez-Duart.

Referencia: Renewable and Sustainable Energy Reviews 20 (2013) 119-132.

4.3 Publicación 3

Título: Main parameters influencing present solar electricity costs and their evolution (2012-2050).

Autores: J. Hernández-Moro, J.M. Martínez-Duart, R. Guerrero-Lemus.

Referencia: Journal of Renewable and Sustainable Energy 5, 023112 (2013).

4.4 Publicación 4

Título: Commentary: Photovoltaics firmly moving to the terawatt scale.

Autores: José M. Martínez-Duart, Jorge Hernández-Moro.

Referencia: Journal of Nanophotonics Vol. 7 (2013) 078599. (Por invitación del Editor de la revista).

4.5 Publicación 5

Título: CSP contribution to the mitigation of C-emissions and corresponding costs according to several IEA scenarios.

Autores: J. Hernández-Moro, J.M. Martínez-Duart.

Referencia: Enviada a “Energy Policy”, Agosto 2013.

Title

CSP contribution to the mitigation of C-emissions and corresponding costs according to several IEA scenarios.

Authors names and affiliations

First Author: J. Hernández-Moro.

Postal Address: Applied Physics Department (C-XII), Autónoma University of Madrid, Campus de Cantoblanco, E-28049 Madrid, Spain.

Email: jorgemoro85@gmail.com

Corresponding Author: J. M. Martínez-Duart.

Postal Address: Applied Physics Department (C-XII), Autónoma University of Madrid, Campus de Cantoblanco, E-28049 Madrid, Spain.

Telephone Number: +34 660 446909

Fax Number: +34 91 4973969

Email: martinez.duart@uam.es

Abstract

In this paper we first proceed to develop the mathematical tools for the calculation of CO₂ emissions abatement (annual and total) due to the installation of concentrating solar power (CSP) systems, according to the targets expressed by the scenarios elaborated by the International Energy Agency (IEA). We also develop mathematical closed-form expressions for the evaluation of the extra-costs of implementing these scenarios, and calculate the unit costs of the CO₂ emissions avoided by CSP systems. The obtained results are shown both graphically and numerically, and are contrasted to the IEA targets for the declared years. From the results exposed in this paper, it is possible to evaluate how much more economically efficient is to install the new CSP plants in those geographical areas showing the highest emission electricity mixes, as well as the planning of the most convenient calendar for CSP implementation. Since the estimated extra-costs per avoided CO₂ unit are still more expensive than those corresponding to the European Union carbon emission trading system, it is highly recommended to design policies for their upsurge by externalizing the costs related to climate change, health perils due to sulfur and nitrous oxide pollution, etc.

Keywords

Concentrating solar power; Solar energy economics; Avoided C-emissions costs.

1 Introduction

Due to the continuous demand of energy at the global level, all scenarios elaborated by several international and governmental agencies contemplate a permanent growth in power generation for the next decades. Parallel to the increasing energy demand, it is

also expected a growth in greenhouse gas (GHG) emissions, but partly tempered, among other factors, by improvements in energy efficiency and intensity, as well as by the introduction of additional renewable resources. Even taking most of these factors into account, most studies predict that global CO₂ emissions in 2030 will show an increase of 20-25% over the present levels. In effect, according to the recent report of the International Panel on Climate Change (IPCC, 2013), it can be considered a well-established fact that the increasing CO₂ concentration in the atmosphere is directly related to the global warming and climate change. These studies indicate for instance that in order to avoid by 2050 an increase in the temperature of the Earth's surface above 2°C, the amount of CO₂ emissions should peak in about one decade, and from there on start to diminish until a value half of the 2005 levels is reached around 2050. To achieve this objective implies that the CO₂ atmospheric concentration is maintained in the 450-500 parts per million (ppm) range. We can therefore conclude that to get a reduction of CO₂ emissions, while providing acceptable energy provisions to the population, is today one of the main challenges facing our society.

Under the most stringent scenarios elaborated by the International Energy Agency (IEA), the power-generating sector is the one that can contribute the most (around 40%) to CO₂ emission reductions, followed by industry, transport and buildings with about 20% each (IEA, 2012a). Therefore, it will be desirable within the power-generating sector, the continuous implementation of renewable resources at sufficiently high growth rates. For instance, at present wind and solar technologies are growing at the tremendous annual rates of 27% and 42%, respectively, during the last decade (IEA, 2012a; Martínez-Duart and Hernández-Moro, 2013). This remarkable growth has been possible due to several reasons: high reduction of the costs of the systems, in some cases surpassing the values predicted by technology learning processes (case of photovoltaics), the replacement of lost nuclear output after Fukushima, the irruption of emerging economies like the case of China, and finally the realization that carbon capture and storage (CCS) techniques will take longer to be implemented than originally thought.

It is at present recognized that for the next decades renewables will be one of the main players in reducing carbon emissions, especially those corresponding to power generation. According to the Blue Map and Roadmap IEA Scenarios (IEA, 2008, 2010a), in 2050, concentrating solar power (CSP) generation might represent 5-11% of all the electricity produced. The main advantages of CSP are: (a) Hybridization, usually with gas, when there is not enough solar irradiation; (b) Storage; (c) Costs approaching those of the grid in locations with high direct solar radiation or relatively isolated (islands); and (d) CSP shows the lowest life-cycle emissions of all renewables (Denholm et al., 2013).

There are several publications on the contribution of renewable solar technologies to CO₂ abatement. However, most of them relate to photovoltaic (PV) solar technologies due to its higher degree of development (Peng et al., 2013; Sims et al., 2003; Sivaraman and Keoleian, 2010; Sivaraman and Moore, 2012). However, we have only found one publication related to the calculation of CO₂ abatement by CSP (Viebahn et al., 2011). Therefore, in this paper, we intent to fill this gap by calculating first the CSP contribution to the mitigation of CO₂ emissions, and second the extra-costs incurred in the implementation of this technology. Evidently, for this, we will need to previously calculate the Levelized Costs of Energy (LCOE) for CSP, for which we will follow a method (Hernández-Moro and Martínez-Duart, 2012) developed by us based on the net present value (NPV) of energy as recommended by the IEA (2005).

2 Present status of CSP power generation and future scenarios

It is important to remark that currently CSP can be considered a central generation technology, or what is similar, a utility-scale source of power. From this point of view, it markedly differs from photovoltaics, which can be used for generating power both in central plants, or in small units distributed at numerous points.

2.1 Past and present status of CSP

During the last decade CSP has become a proven large-scale solar power technology. Fig. 1 represents the cumulative installed capacity (IEA, 2012b; REN21, 2012, 2013; US DOE, 2010) and the annual electricity production (IEA, 2012b, 2013a) of CSP systems between 2003 and 2012. The data are referred to the end of the year, and consequently are updated until the beginning of 2013. In this figure the values for the annual electricity production in 2011 and 2012 have been estimated from those corresponding to the already published installed power. It can be observed from Fig. 1 that the cumulative installed power has increased considerably during the last years, from 1.08 GW in 2010 to 1.58 GW in 2011 and reaching 2.5 GW at the end of 2012 (REN21, 2013), in which 3.7 TWh/yr of CSP electricity was produced. Notice also that during the period 2006-2012, the CSP market has experienced a considerably annual growth rate of 40% in the cumulative installed capacity, mostly in Spain and the United States. This is comparable to the growth experienced by PV systems, a decade before CSP, increasing from 0.7 to 2.2 GW in the 1996-2002 period. This could be a stimulus to CSP systems, since PV recently has in 2013 surpassed 100 GW (REN21, 2013). At least for the next years the growth for CSP is assured, due to the large number of projects under construction or in the development stage, which would add to 12 GW in 2018 (IEA, 2013b; SolarPACES, 2013). Among the projects under construction in USA, the largest plant is Ivanpah, with 392 MW of power tower, followed by Solana

Generating Station and Mojave Solar Project, both with 280 MW of parabolic trough (SolarPACES, 2013).

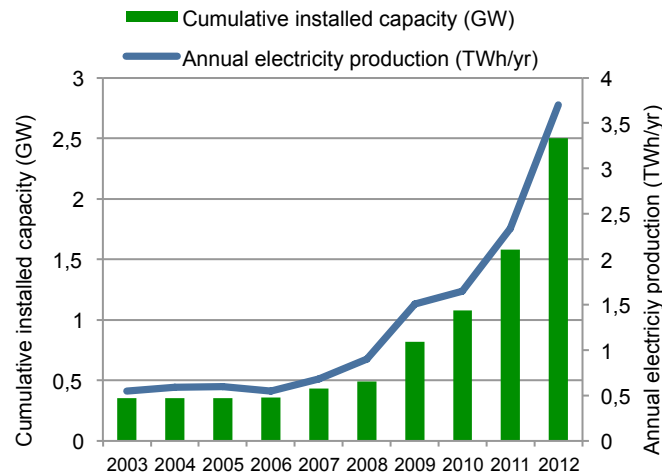


Fig. 1. CSP cumulative installed capacity (GW) and annual electricity production (TWh/yr) between 2003 and 2012.

2.2 CSP technology roadmaps and scenarios from the IEA

We have considered in this work three different scenarios, published by the International Energy Agency, in order to compare the effect of CSP on each of them in terms of CO₂ saved emissions and the cost incurred in the process. These scenarios justify their importance in terms of urgency to stop climate change and the increase in global temperature, which could escalate up to 6°C in 2050 if the current trend in energy consumption continues, and, consequently, the annual CO₂ emissions grow from 30 Gt/yr in 2009 to 58 Gt/yr in 2050 (IEA, 2012a). The objectives for the cumulative installed power and the annual electricity production for each of the scenarios considered (New Policies, Blue Map, and Roadmap) have been summarized in Tables 1 and 2 respectively.

The most conservative scenario of the three considered in this work is the New Policies Scenario (IEA, 2012b), which aims to mitigate the global warming to just 4°C (IEA, 2012a, 2012b). This scenario pretends to stabilize to 40 Gt/yr the annual emissions of CO₂, what should happen around 2035. The New Policies Scenario reflects pledges by countries to cut emissions and boost energy efficiency. In order to reach these objectives, this scenario would triple the renewable electricity production in 2035 with respect to 2010, so that renewable energy sources would represent 31% of the world electricity mix in 2035. CSP systems would be an important contributor in order to achieve those emissions reductions, but would lose importance regarding PV systems, if we compare it with other scenarios. We would like also to remark that the New Policies Scenario is very conservative, and we have used it as a baseline for comparison with the other two more ambitious scenarios. Additionally, it is assumed that the

objectives of the New Policies Scenario for 2020 regarding CSP will almost be accomplished just with the projects under construction or under development nowadays (IEA, 2013b).

In our opinion, the most relevant scenario of the three considered is the Blue Map, published in 2008 (IEA, 2008), and renamed in 2012 as the 2DS Scenario (IEA, 2012a). This scenario pretends to cut down CO₂ emissions in 2050 to half their level of 2009, what would result in a stabilization of the CO₂ atmospheric concentration of around 450 parts per million (ppm), and a global warming of just 2°C. For this purpose, annual CO₂ emissions would peak their maximum level in 2020, with 32 Gt/yr, and thereafter start reducing emissions until reaching 23 Gt/yr in 2035 and 16 Gt/yr in 2050. The contribution of CSP in this scenario would be of around 5% of the world electricity mix in 2050 (IEA, 2008).

Finally, the third scenario considered in this work is the Roadmap Scenario published in 2010 (IEA, 2010a), which forecasts that in 2050 CSP systems would provide about 11% of the world electricity production. This is the most ambitious scenario of the three and would harmonize with the optimistic predictions of the CSP industry.

Table 1

Cumulative installed capacity (GW) objectives for different years for the three scenarios considered (see text)

Scenario	2020	2030	2035	2040	2050
New Policies Scenario (GW)	13	-	72	-	-
Blue Map Scenario (GW)	-	250	-	-	630
Roadmap Scenario (GW)	148	337	-	715	1098

Table 2

Annual electricity production (TWh/yr) objectives for different years for the three scenarios considered (see text)

Scenario	2020	2030	2035	2040	2050
New Policies Scenario (TWh)	50	-	278	-	-
Blue Map Scenario (TWh)	-	1000	-	-	2220
Roadmap Scenario (TWh)	414	1140	-	2790	4770

2.3 Analytical expressions for the evolution of CSP installed power and electricity generation

In this Section we assign an analytical equation for each scenario for the future evolution of the cumulative installed power $Q(t)$ and the annual electricity production $E(t)$, for a year t between 2013 and 2035, which is the period that we have considered in our study. We would like to remark the importance of assigning analytical closed-form expressions to $Q(t)$ and $E(t)$, since this will allow us to directly plot and estimate our results (Section 4) in a continuous (year by year) and accurate way, that is, without

applying mathematical approximation techniques. Obtaining analytical expressions has other additional advantages since they allow calculating the sensitivity factors simply by differentiating. Furthermore, very often, the curves $Q(t)$ are represented by points in their plots vs time (years) joined by straight segments (IEA, 2010a), and therefore their derivatives, which represent the rate of technology implementation, are not single-valued functions.

We have taken as a reference in our studies the beginning of 2013, when the values of $Q(t)$ and $E(t)$ were 2.5 GW and 3.7 TWh/yr respectively, and correspond to the end of 2012 (see Fig. 1). With these values and the intermediate and final objectives of the three scenarios, represented in Tables 1 and 2, we next assign the analytical equations that best fit those objectives. Although the period considered is just 2013-2035, we have also taken into account the objectives for 2040 and 2050 for the Roadmap Scenario, and the ones for 2050 in the case of the Blue Map Scenario, in order to estimate the trends of the fitted analytical curves at the end of the period considered.

One of the most frequently used equations for the analytical simulation for $Q(t)$ and $E(t)$ is based on the well-known logistic function (“S shaped curve”), whose expression for the cumulative installed power for a year t , after 2013, would be (Winkler et al., 2009):

$$Q(t) = \frac{e^{r \cdot (t-2013)}}{(1/Q(0)) - (1/M) + (e^{r \cdot (t-2013)}/M)} \quad (1)$$

where $Q(0)$ is the initial value, i.e., the cumulative installed capacity at the beginning of 2013, M the maximum value of Q and r the growth factor. Evidently, the equation would be similar for $E(t)$.

In Table 3 we have listed the functions, and the values of the parameters, for the specific analytic equations of $Q(t)$ and $E(t)$ assigned to each scenario. In all cases, but in the Roadmap for which we have assigned a second grade polynomial, it has been verified that the function that best fits the objectives is the logistic curve. In Fig. 2 the specific curves proposed in Table 3 for the annual electricity production $E(t)$ between 2013 and 2035 have been represented, together with the objectives for each scenario. The representation of $Q(t)$ is very similar to the evolution of $E(t)$ presented in Fig. 2 and therefore has been omitted.

Table 3

Specific parameters for the cumulative installed capacity $Q(t)$ and annual electricity production evolution $E(t)$ for the three scenarios considered.

Scenario	Variable	Function	Parameters of $Q(t)$ and $E(t)$
New Policies	$Q(t)$	Logistic	$Q(0)=2.5$ GW; $M=79$ GW; $r=0.26$
	$E(t)$	Logistic	$E(0)=3.70$ TWh; $M=280$ TWh; $r=0.41$
Blue Map	$Q(t)$	Logistic	$Q(0)=2.5$ GW; $M=630$ GW; $r=0.3$
	$E(t)$	Logistic	$E(0)=3.70$ TWh; $M=2200$ GW; $r=0.365$
Roadmap	$Q(t)$	2nd grade polynomial	$Q(t)=0.4257$ GW $(t-2013)^2 + 13.841$ GW $(t-2013) + 2.5$ GW
	$E(t)$	2nd grade polynomial	$E(t)=2.8661$ TWh $(t-2013)^2 + 22.39$ TWh $(t-2013) + 3.7$ TWh

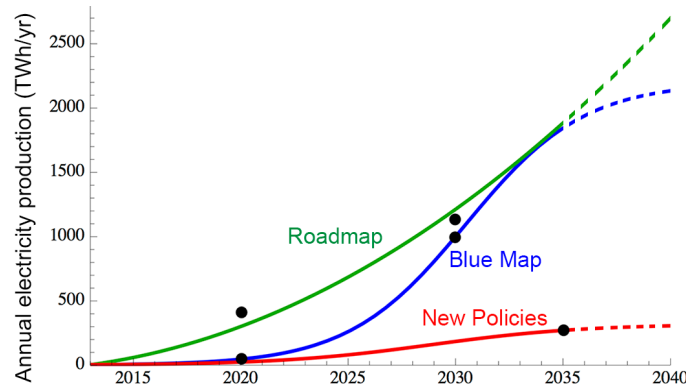


Fig. 2. Suggested curves for the annual electricity production evolution $E(t)$, between 2013 and 2035, for the New Policies (red), Blue Map (blue) and Roadmap Scenarios (green) together with their objectives from Table 2.

3 Calculations of the CO₂ saved and their costs

In this section we will derive first in 3.1 the expressions for the calculation of the CSP curtailment of CO₂ emissions, both annually and total, in the period 2013-2035. Subsequently in 3.2 we will develop the expressions for the calculation of the extra-costs that have to be incurred in this operation, which will allow us in 3.3 to establish the unit costs per tonne of CO₂ saved. Once these expressions are obtained, in Section 4 we will represent and discuss the numerical results derived in this section.

3.1 CO₂ emissions curtailment by implementing CSP plants

First we assign specific values to the CO₂ emissions per kWh produced for each technology considered, including both CSP and also the conventional energy sources, mainly based in fossil fuels, which will be replaced. Due to their preponderance in the whole world, and for simplicity reasons, we have only considered the electricity generated from the major conventional fuels like coal, natural gas and nuclear power, as the reference sources to be substituted for the following reasons. Coal is the fuel most used in the world for electric power generation since it is cheap and widely available, whilst the use of natural gas is continuously increasing due to its higher flexibility and

lower CO₂ emissions. Lastly, nuclear power reduces the energy dependence of countries and has a modest CO₂ footprint.

Renewable energy sources, like CSP systems, also have CO₂ emissions associated to their electricity production. Although CSP systems do not emit in-situ, all the emissions caused during their whole lifetime, mainly due to the construction and operation and management of the plants, are taken into account in this work. CSP systems have, at present, associated emissions that range between 14 and 32 gCO₂/kWh (IPCC, 2013; Viebahn et al., 2008), and therefore we have considered the average value recommended by the International Panel on Climate Change (IPCC, 2013) of 22 gCO₂/kWh. We have also considered that these emissions will diminish linearly in the future, following the equation of a straight line, and reaching 11 gCO₂/kWh in 2050 (Viebahn et al., 2008). For coal thermal power stations the associated emissions vary in a wide range between 720 and 1130 gCO₂/kWh (Arunachalam and Freischer, 2008; IEA, 2012c; IPCC, 2013; Ricci, 2009), and thus we have considered the recommended value by the IPCC (2013) of 1000 gCO₂/kWh. It has been considered that these emissions will be reduced considerably reaching 630 gCO₂/kWh in 2050 (Ricci, 2009), mainly due to technologic and efficiency improvements. For natural gas power plants the associated emissions are considerably lower than in the case of coal, ranging between 400 and 548 gCO₂/kWh (Arunachalam and Freischer, 2008; IEA, 2012c; IPCC, 2013; Ricci, 2009), taking as a reference in this work the value recommended by the IPCC (2013) of 469 gCO₂/kWh. These emissions would reduce to 350 gCO₂/kWh in 2050 (Ricci, 2009). Finally, in the case of nuclear power plants, the associated emissions are very low and range between 8 and 60 gCO₂/kWh (Arunachalam and Freischer, 2008; IPCC, 2013). In this paper we have taken as a reference the value recommended by the IPCC (2013) of 16 gCO₂/kWh and, in addition, we have considered this value to stay constant over the years. All the data considered above for the current (2013) and 2050 CO₂ emissions, for each technology, have been summarized in Table 4.

By using a linear approximation, we have also included in Table 4 the analytical equations that determine the annual evolution of the associated emissions $Y(t)$ for each technology. In these expressions, Y is given in gCO₂/kWh units and t varies from 2013 to 2035. Even though our calculations are only for the period 2013-2035, we have contemplated the 2050 data to extrapolate the equation that determines the future emissions. As the reader can easily check, by substituting in the equation $Y(t) = at + b$, the constants a and b by the values given in Table 4, one gets the proper values for 2013 and 2050.

Table 4

CO₂ emissions associated to the electricity production from CSP, coal, natural gas and nuclear technologies in 2013 and the projection for 2050 (see text), also with the suggested associated equations Y(t) for the emissions during one year “t” between 2013 and 2035

Technology	2013	2050	Associated equation (gCO ₂ /kWh)
CSP (gCO ₂ /kWh)	22	11	$Y_1(t) = -0.2973t + 620.46$
Coal (gCO ₂ /kWh)	1000	630	$Y_2(t) = -10t + 21130$
Natural gas (gCO ₂ /kWh)	469	350	$Y_3(t) = -3.2162t + 6943.2$
Nuclear (gCO ₂ /kWh)	16	16	$Y_4(t) = 16$

We next develop the equations to estimate the savings in CO₂ emissions due to the installation of CSP systems in the period 2013-2035 for each scenario considered, and in relation to the different electricity mixes that CSP will replace. We have considered two different electricity mixes formed just by conventional energy sources. However, the fact that our estimations are made for some specific mixes does not make our model less general, since it can be applied straightforwardly to any other electricity mix contemplated, as it could be for any specific country, or region like the European Union. We have proposed in this work two electricity mixes in order to estimate the CO₂ emissions avoided per kWh generated by the CSP systems. The Mix A is formed 50% by coal generation power plants and the other 50% by natural gas plants. The Mix B is constituted with equal shares of coal, natural gas and nuclear power plants, i.e., 33.3% each technology. Therefore, since nuclear power plants do not practically have associated CO₂ emissions, the Mix B is less pollutant than Mix A. In Table 5 we have summarized the composition of the Mixes A and B, as well as the corresponding equations that determine the CO₂ emissions avoided by CSP systems F(t), in gCO₂/kWh units, during the period 2013-2035.

Table 5

Composition of the Mixes A and B and equation F(t) that gives for each considered mix the CO₂ emissions saved due to CSP electricity production for a year t between 2013 and 2035

Mix	% Coal	% Natural gas	% Nuclear	Associated equation (gCO ₂ /kWh)
Mix A	50	50	-	$F_1(t) = ((Y_2(t) + Y_3(t)) / 2) - Y_1(t) = -6.3108t + 13416.14$
Mix B	33.3	33.3	33.3	$F_2(t) = ((Y_2(t) + Y_3(t) + Y_4(t)) / 3) - Y_1(t) = -4.1081t + 8742.6$

The annual CO₂ emissions saved, for a year t between 2013 and 2035, for each scenario for the production of CSP electricity would be:

$$CO_2(t) = F(t) \cdot E(t) \quad (2)$$

where F(t) are emissions saved per kWh for each mix in the period 2013-2035, summarized in Table 5, and E(t) is the annual CSP electricity production for each scenario considered (see Table 3 and Fig. 2).

The total savings in terms of CO₂ emissions during the period 2013-2035 for each scenario, would therefore be:

$$CO_2 = \int_{2013}^{2035} CO_2(t) \cdot dt \quad (3)$$

The results obtained for the annual and total CO₂ avoided by the concentrating solar power technology will be represented in the next section (Figs. 4 and 5), and the values obtained compared with those of other CO₂ abatement technologies and those predicted by the scenarios considered.

3.2 Total extra-costs to accomplish the scenarios considered

In this section we establish the levelized cost of energy (LCOE) and its future evolution for CSP systems between 2013 and 2035 for each scenario considered. The assignment of LCOEs is the method most frequently used when comparing electricity generation technologies and evaluating the economic feasibility of an electric generation project. The calculation of the LCOE is based on the equivalence of the so-called present value of the sum of the discounted revenues and the present value of the sum of discounted costs (for details see the reference Hernández-Moro and Martínez-Duart, 2013). The discount rate used in LCOE calculations reflects the return on the capital for an investor in the absence of specific market or technology risks (IEA 2010b). In order to determine the future evolution of the LCOE for CSP systems in the period 2013-2035 we use a model previously proposed by us (Hernández-Moro and Martínez-Duart, 2012, 2013). This model is based on the discounted cash flow (DCF) economic techniques and the experience curves approach, and estimates the cost during the whole lifetime of the system. In the following, all costs are given in 2013 US Dollars, so that they are not distorted by inflation rates. According to this model, the LCOE in a given future year t is given by:

$$LCOE(t) = \frac{C(t) + L + \sum_{n=1}^N ((O \& M + I) \cdot C(t) / (1+r)^n)}{\sum_{n=1}^N (S \cdot TF \cdot \eta \cdot (1-d)^n / (1+r)^n)} \quad (4)$$

In this equation, the cost of the system for a year t , $C(t)$, is given by:

$$C(t) = C(0) \cdot (Q(t)/Q(0))^{\text{Log}(1-LR)/\text{Log}(2)} \quad (5)$$

where $C(0)$ is the initial cost of the system, i.e. in 2013, taken as 7.2 \$/W for a plant with 6 hours of storage (Greentech Media, 2010), although lower costs have been reported (Greentech Media, 2011; US DOE, 2011). $Q(t)$ is the cumulative installed capacity evolution (see Table 3), and $Q(0)$ is the value of $Q(t)$ in 2013, i.e. 2.5 GW. LR is the learning rate, which according to the learning curve approach indicates the cost reduction per cumulative doubling of installed capacity, taken as 10% for CSP systems

(IEA, 2008, 2010a). L is the land costs and O&M and I are the operation and management costs and the insurance costs, respectively, expressed as a percentage of the cost of the system. N is the expected lifetime of the system, considered as 30 years (IEA 2010a), and r is the discount rate taken for CSP system as 10% (IEA, 2010b). S represents the solar resource, which for CSP systems is the direct normal irradiance (DNI) taken in this work as $2400 \text{ kWh/m}^2/\text{yr}$. This value has been obtained from the average between the minimum DNI value to achieve a reasonable economic performance, which is around $2000 \text{ kWh/m}^2/\text{yr}$ corresponding to some places in Spain (IEA, 2010a; S uri et al., 2009), and $2800 \text{ kWh/m}^2/\text{yr}$ of some of the best places in the southwest of the US (Denholm et al., 2012; IRENA, 2012). TF is the tracking factor, and d the annual output degradation rate. Finally, the performance factor η has been estimated as $1.452 \text{ m}^2/\text{kW}$ (Greentech Media, 2010; NREL, 2013). The factors of equation (4), that their values have not been specified, have been explained before (Hernández-Moro and Martínez-Duart, 2013).

In Fig. 3 we have represented the future evolution 2013-2035, of the LCOE for CSP systems for the three scenarios considered for the cumulative installed capacity, $Q(t)$, i.e. the New Policies, the Blue Map and the Roadmap Scenarios (see Table 3). We also represent in Fig. 3 the LCOE for the electricity generated by coal, natural gas and nuclear power plants. We have considered the cost of conventional electricity to stay constant in real terms, i.e., to increase its nominal value just at the same rate that inflation, taken as the 2% in the US (Inflationdata, 2013), although this can be easily changed in case is necessary. For coal thermal power plants, the LCOE ranges between 6.5 c\$/kWh, for a discount rate of 5%, up to 8 c\$/kWh for 10% (IEA 2010c); therefore we have taken an average value of 7.25 c\$/kWh. In the case of natural gas, the LCOE ranges between 8.5 and 9.2 c\$/kWh for the same discount rates (IEA, 2010c), and thus we have taken an average value of 8.85 c\$/kWh. Finally, in the case of nuclear power, the LCOE ranges between 5.8 and 9.9 c\$/kWh for the same discount rates than before (IEA, 2010c), and consequently we have taken an average value of 7.85 c\$/kWh.

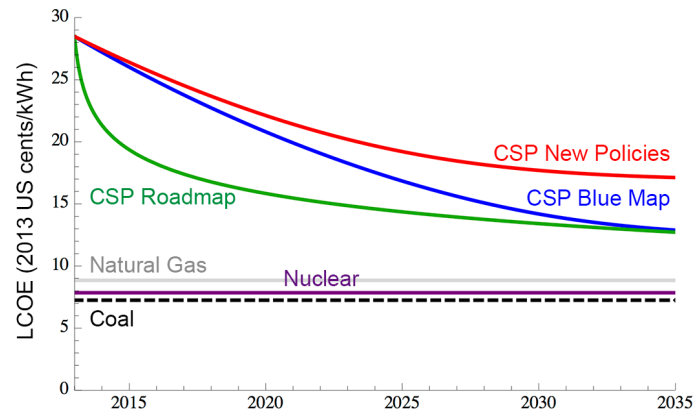


Fig. 3. LCOE evolution for the new CSP systems installed between 2013 and 2035, in 2013 US cents/kWh, for the New Policies (red), Blue Map (blue) and Roadmap Scenarios (green) and LCOE evolution of electricity generated from coal (dashed), natural gas (gray) and nuclear power (purple).

At this stage, we are prepared to proceed with the calculation of the extra-costs, in relation to the electricity mixes considered (see Table 5), to accomplish the three CSP scenarios. In addition to “t”, that represents the year between 2013 and 2035 in which the CSP system is installed, we now introduce another temporary variation “x”. We define “x” as a certain year of the life of the system, and therefore its value can be between 2013 and 2035. However, we should observe that “x” should be greater than, or equal than “t”, because it refers to a certain year after the CSP system was installed, “t”, i.e.:

$$t \in [2013, 2035] \quad (6)$$

$$x \in [2013, 2035] \quad (7)$$

$$x \geq t \quad (8)$$

To proceed further, we now determine the function of two variables $E(t, x)$, that represents the electricity produced by all the CSP systems installed a year “t” during a certain year “x” of the lifetime of the system, i.e.:

$$E(t, x) = (E(t) - (E(t - 1) \cdot (1 - d))) \cdot (1 - d)^{x-t} \quad (9)$$

where $E(t)$ is the annual electricity production function explained in Section 2 (see Table 3 and Fig. 2) and d is the annual output degradation rate. To determine $E(t, x)$ of equation (9), we take into account the degradation rate of the CSP systems installed at year “t”.

At this stage, we are prepared to calculate the extra-cost (EC) for all the CSP systems installed a year “t” during a certain year “x” of their lifetimes, which should be given by:

$$EC(t, x) = (LCOE(t) - LCOEMIX) \cdot E(t, x) \quad (10)$$

where $LCOE(t)$ is the LCOE for the CSP systems installed in a year “t” (see equation (4)) and $LCOEMIX$ is the average LCOE of the reference electricity mix considered. Taking into account the composition of each mix stated in Table 5 and the LCOE for conventional technologies used in Fig. 3, the $LCOEMIX$ values are 8.05 and 7.98 US cents/kWh for the Mixes A and B, respectively.

The total extra-costs during a year “x” between 2013 and 2035, taking into account all the systems installed during the previous years, i.e., in the period from 2013 to x, is therefore given by:

$$EC(x) = \int_{2013}^x EC(t, x) \cdot dt \quad (11)$$

Now we can finally estimate the total extra-cost during the period 2013-2035 to accomplish the three scenarios that we have analyzed. These total extra-costs should be given by:

$$EC = \int_{2013}^{2035} EC(x) \cdot dx = \int_{x=2013}^{2035} \int_{t=2013}^x (LCOE(t) - LCOEMIX) \cdot E(t, x) \cdot dt \cdot dx \quad (12)$$

where LCOE(t) is determined by equation (4) and E(t,x) by equation (9).

3.3 Cost per tonne of CO₂ saved

If we wish to compare those emissions savings, due to CSP systems, with the corresponding to other technologies or with the carbon emission market price, we need to know the unit costs of the tonne of CO₂ saved due to the installation of CSP systems. To estimate these unit extra-costs (UEC) per tonne of CO₂ saved, we just have to divide the total extra-costs to accomplish the scenarios considered (EC), given by equation (12), by the total emissions of CO₂ saved in the period 2013-2035 from equation (3). Therefore, we have:

$$UEC = EC/CO_2 = \int_{2013}^{2035} EC(x) \cdot dx / \int_{2013}^{2035} CO_2(t) \cdot dt \quad (13)$$

As we will see in the next section, the concept of extra-cost per tonne CO₂ will be very useful for comparing the cost of the different technologies for emissions abatement in the power sector, including renewables, substitution of polluting fuels by cleaner ones, carbon dioxide capture and storage (CCS), etc.

4 Results and discussion

4.1 Annual and total emissions saved (2013-2035)

Based on the calculations from equation (2), Fig. 4 represents the annual CO₂ emissions saved for each scenario, in gigatonnes per year (Gt/yr), in relation to Mixes A and B, for the period 2013-2035. In addition, by integration of these curves, as shown in equation (3), we can get the total savings of CO₂ emissions (Fig. 5) during the same period.

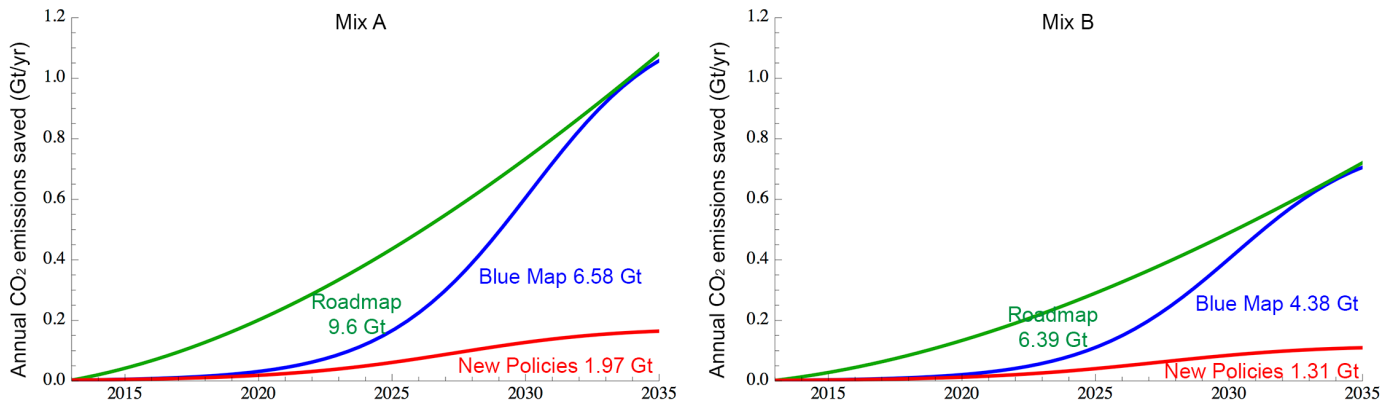


Fig. 4. Annual CO₂ emissions saved, in gigatonnes per year (Gt/yr), between 2013 and 2035 due to the installation of CSP systems according to the New Policies (red), Blue Map (blue), and Roadmap Scenarios (green) in relation to the electricity Mix A (left image) and B (right). The amount of CO₂ total savings for each mix is given under each curve.

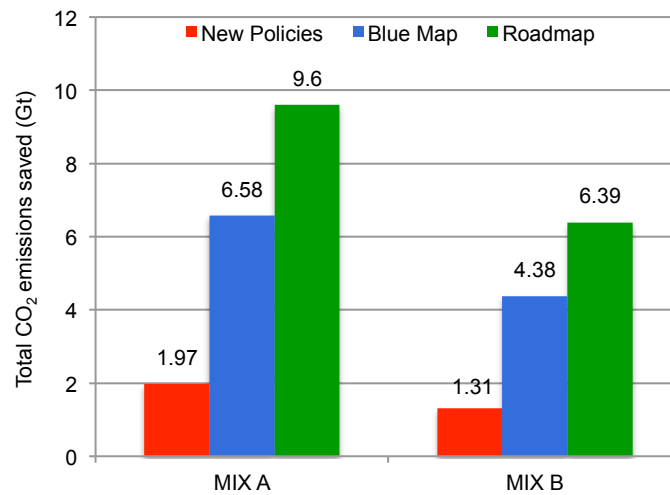


Fig. 5. Total CO₂ saved, in gigatonnes (Gt), during the period 2013-2035 due to the installation of CSP systems according to the three scenarios considered and in relation to the Mixes A and B.

The path followed by the annual CO₂ emissions avoided for each scenario, represented in Fig. 4, is very different in each case, thus leading to quite diverse total amounts of CO₂ saved in the period 2013-2035, as it can be observed in Fig. 5. We also highlight the large influence of the electricity mix considered in our estimations, which is mainly caused by the highest efficiency of CSP for carbon abatement when the systems are installed in locations where the original installations emitted higher relative levels of CO₂.

The Roadmap Scenario, which is the most ambitious of the three scenarios considered, presents a continuous and steady growth of the annual avoided emissions (see Fig. 4), being quite remarkable the initial growth during the first decade. Due to this, the total CO₂ avoided emissions in the period 2013-2035 are quite substantial, 9.6 and 6.39 Gt, in the case of the Mixes A and B respectively. In this respect, the only data reported by the IEA (2010a) is that the annual emissions of CO₂ avoided by CSP systems would be of around 2.5 Gt/yr in 2050 for this scenario. However, it can be noticed that this value

is consistent with our estimations, which predict (Fig. 4) an annual savings of 1 Gt/yr in 2035 for Mix A, if we take into account the uptrend slope of the curve in 2035.

As it can be appreciated from Fig. 4, the Blue Map Scenario yields an annual amount of CO₂ avoided in 2035 very similar to that of the Roadmap Scenario, around 1 and 0.7 Gt/yr for Mixes A and B respectively. However, the paths corresponding to how these values are reached are very different. In the case of the Blue Map Scenario, most of the avoided emissions occur during the last decade of the study (2025-2035), and therefore the total CO₂ saved in the period 2013-2035 is around 30% lower than in the case of the Roadmap Scenario. The total emissions avoided in the period 2013-2035 are of 6.58 and 4.38 Gt in the case of Mixes A and B respectively. The IEA (2008) predicts that in the Blue Map Scenario the annual emissions avoided would be of around 1.2 Gt/yr in 2050, a value that is consistent with our results for 2035, since in this year the slope of the curve reduces considerably (see Fig. 4).

Next we proceed to compare the Blue Map Scenario, which pretends to limit the global warming to 2°C, with the current trend of emissions (corresponding to a temperature increment of 6°C in 2050), in order to estimate the contribution of CSP systems to the total amount of CO₂ saved in this scenario. If we continue with the current trend, the annual CO₂ emissions would be of around 48 Gt/yr in 2035, whilst the Blue Map Scenario aims to limit these emissions to 23 Gt/yr in 2035, what means that following this scenario would avoid the emission of around 25 Gt/yr in 2035. Comparing this with our estimations represented in Fig. 4, where CSP avoids around 0.7-1.0 Gt/yr in 2035, we can conclude that CSP would be responsible of some 3-4% (depending on the mix) of these CO₂ savings. The power sector would be in the Blue Map Scenario responsible of 42% of the total CO₂ emissions avoided (the rest is due to transport, industry, buildings, etc.), of which half of them (21% of the total) are attributed to renewable electricity implementation. Therefore, we conclude that CSP could be responsible of around 10% and 20% of the annual emissions avoided in the year 2035 by the complete power sector and just the renewable one, respectively.

As it can be observed from Fig. 4, the more moderate New Policies Scenario presents until 2020 a similar growth of the annual CO₂ savings as the Blue Map, but from 2020 on the savings continue to increase progressively but at a much slower rate. Although the annual emissions avoided in 2035 are around six times lower than for the Blue Map and Roadmap Scenarios (around 0.15 and 0.1 Gt/yr for the Mixes A and B respectively), the total amount of emissions avoided during the period 2013-2035 is just three times lower than in the Blue Map Scenario, being 1.97 and 1.31 Gt for the Mixes A and B respectively. Since the IEA (2012b) does not give any separate data for CSP systems for this scenario, which are included together with PV in relation to CO₂ emissions, our calculations can be very useful for policy planning. The New Policies Scenario, which aims to limit global warming to 4°C, assumes that annual CO₂

emissions would stabilize at around 40 Gt/yr in 2035, which implies a reduction of 8 Gt/yr in 2035 in relation to the current trend of emissions (6°C of temperature increase). The only data given by the IEA (2012b) that can be used to compare the contribution of CSP is related to the deployment of renewables, which would reduce CO₂ emissions by over 4.1 Gt/yr in 2035. Therefore our estimations of annual CO₂ avoided of around 0.15 Gt/yr in 2035 (for the Mix A), represented in Fig. 4, would suppose around 2% and 4% of the annual emissions avoided in 2035 by all the technologies related to the power sector and just by renewables, respectively.

4.2 Additional costs for CSP scenarios implementation (2013-2035)

In Fig. 6 we represent, according to equation (11), the annual extra-costs to accomplish the three scenarios considered in the period 2013-2035, in 2013 USD billions, in relation to Mix A (see Table 5). We have not made any representation in relation to Mix B, because the evolution of the curves is analogous, since the only difference in the cost is that the LCOEMIX amounts to 8.05 US cents/kWh for Mix A and 7.98 US cents/kWh for Mix B. In Fig 7 we compare the total extra-costs associated to the New Policies, Blue Map and Roadmap Scenarios for the period 2013-2035 in relation to the Mixes A and B. These results were obtained by using equation (12), and correspond to the integral of the curves represented in Fig. 6.

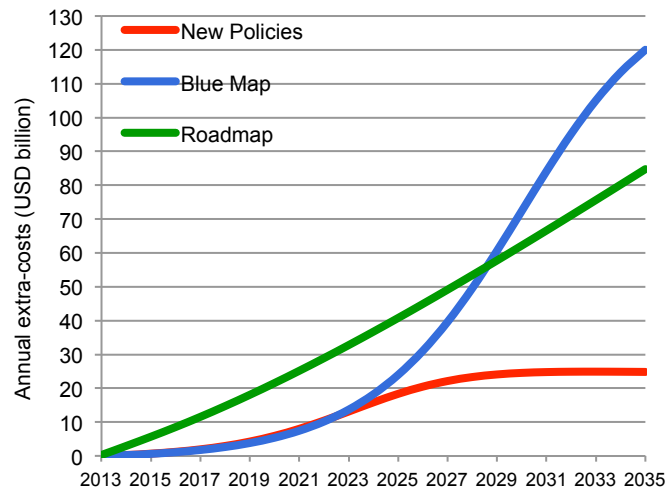


Fig. 6. Annual extra-costs, in 2013 USD billion, to accomplish the three scenarios considered between 2013 and 2035 in relation to Mix A.

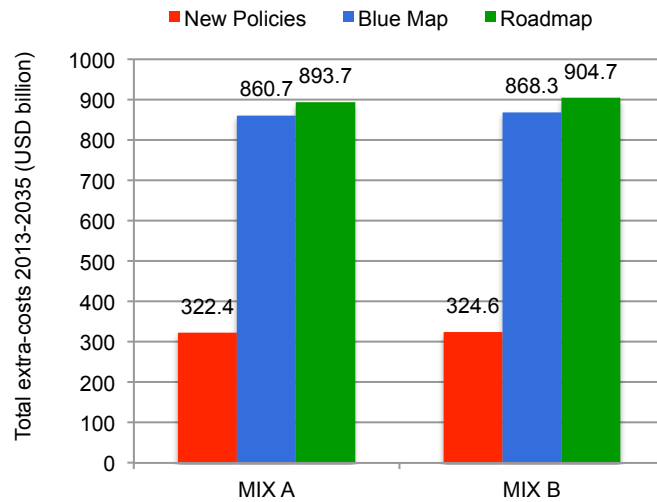


Fig. 7. Total extra-costs, in 2013 USD billion, to accomplish the New Policies, the Blue Map and the Roadmap Scenarios between 2013 and 2035 in relation to the Mixes A and B.

The future evolution of the LCOE for CSP systems for each scenario, represented in Fig. 3, determines all the calculations made about the extra-costs of this technology. In the Roadmap Scenario, the LCOE decreases swiftly during the first years, being almost 5 US cents/kWh cheaper than in the case of the other two scenarios during the first decade. This is due to the mathematics of the learning curves, whose learning rate indicates the cost reduction of the system per cumulative doubling of installed capacity. Therefore it is at the beginning when, with less installed power, more growth (in %) is achieved. In the case of the Blue Map Scenario, the LCOE decreases in a more continuous and steadily way, reaching the value corresponding to the LCOE of the Roadmap in 2035, whilst the less ambitious New Policies Scenario shows more moderate LCOE reductions.

The LCOE future evolutions represented in Fig. 3 should obviously have consequences in the annual extra-costs evolution in the period 2013-2035, represented in Fig. 6. For the Roadmap Scenario they follow a continuous almost linear progression due to its corresponding annual electricity production evolution (see Fig. 2). In the case of the Blue Map Scenario the extra-costs are relatively small during the first decade, until they start growing substantially and overtake the values corresponding to the Roadmap Scenario in 2029, reaching a considerable value in 2035. The fact that from 2029 on, the annual extra-costs are higher for the Blue Map Scenario than for the Roadmap Scenario, despite the result that the annual electricity production is lower (see Fig. 2), can be attributed to the higher value of the LCOE in the Blue Map Scenario.

The total extra-costs for the Roadmap, Blue Map and New Policies Scenarios, represented in Fig. 7, are around 894, 861 and 322 USD billion, respectively, in the case of Mix A, and around 1% higher in the case of the Mix B. These results point out that the Roadmap and Blue Map Scenarios present practically the same total extra-costs, even if the Roadmap Scenario saves a considerably higher (about 45%) total amount of

CO₂. On the other hand, the less ambitious New Policies Scenario, shows total extra-costs around three times lower than for the other two scenarios.

We can next compare the results obtained in Figs. 6 and 7 with the data provided by the IEA on the scenarios considered. Firstly, for the Roadmap Scenario there is not data available (IEA, 2010a) about the total extra-costs, and consequently our appraisals could be very useful for energy planning actions. The Blue Map Scenario gives some more information (IEA, 2008) than the previous one, and states that the total additional investment in the power sector should amount to 3.6 USD trillion (1000 billion) until 2050. More specifically, it also recommends an annual investment for solar power of around 61, 124 and 232 USD billion/yr for the periods 2010-2020, 2020-2030 and 2030-2050, respectively. Our calculations, represented in Fig. 6, agree relatively well with these appreciations. However, it should be remarked that the IEA includes also the PV contribution, which could at least represent about half of the extra-costs. Finally, for the New Policies Scenario, the IEA (2012b) estimates that the total investment in CSP electricity for the period 2013-2035 should be of around 300 USD billion, which agrees fairly well with our estimations presented in Fig. 7, of 322 USD billion.

4.3 Unit costs of CO₂ avoided

In Fig. 8 we present the results of our calculations derived from equation (13) for the unit cost per tonne of CO₂ saved (\$/t), for the three scenarios, and in relation to each electricity mix considered.

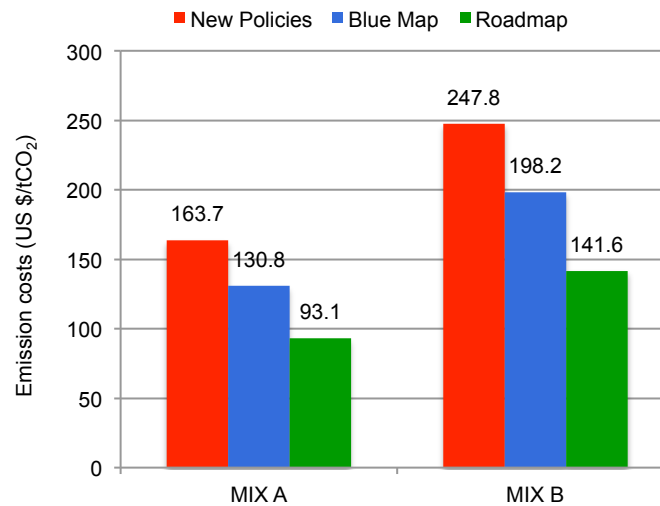


Fig. 8. Cost of the CO₂ emissions saved, in USD per tonne, for the New Policies, Blue Map and Roadmap scenarios between 2013 and 2035 in relation to Mixes A and B.

It is interesting to observe that, even if the Roadmap Scenario is the most ambitious and expensive to accomplish of the three scenarios considered, it yields the lowest costs per tonne of CO₂ saved, of 93.1 and 141.6 \$/tCO₂ for Mixes A and B, respectively. This is a

consequence of its higher initial growth in relation to the other scenarios, and therefore faster technology learning as explained before. This substantiates the significance of investing from the beginning, i.e., at the pre-competitive stage. It is also for this reason that in the Blue Map Scenario the unit cost of CO₂ saved is around 50% higher than for the Roadmap (130.8 and 198 \$/tCO₂ for Mixes A and B respectively), in spite of the fact that in 2035 their predicted annual electricity production is virtually the same. Finally, the more moderate New Policies Scenario, although it presents the lowest total extra-costs, is the one with the highest unit cost of CO₂ saved, around 163.7 and 247.8 \$/tCO₂ for Mixes A and B, respectively.

Next, we try to position our results in the context of the data provided by the several scenarios considered in this work. It is interesting to observe that, according to the IEA Blue Map Scenario, the marginal costs per tonne of CO₂ avoided reaches a value of 200 \$/tCO₂, which is higher than the unit costs calculated by us of 130 and 198 \$/tCO₂ (depending on the electricity mix). It is also very useful to compare the results obtained for CSP systems (see Fig. 8) in relation to the values assigned to PV systems, that in the case of the Roadmap scenario (IEA, 2010d) are of about 50 \$/tCO₂ (this value is obtained by dividing the total investment of 5 USD trillion by the 100 GtCO₂ avoided). Therefore we can appreciate that under the most favourable conditions, PV unit costs of CO₂ are almost half the value of those corresponding to our estimations for CSP in the Roadmap scenario, of 93 \$/tCO₂. However, although the cost per tonne of CO₂ avoided is cheaper for PV systems, the fact that CSP systems normally include integrated energy storage could compensate for their higher costs.

5 Summary and conclusions.

At present, concentrating solar power can be considered a mature central power generation technology with first-rate growth prospects as recognized by several recently published IEA reports and scenarios (Blue Map, Roadmap, and New Policies). This is mainly due to some inherent CSP characteristics like energy storage, hybridization, smallest life-cycle emissions among renewables, and good prospects for reaching grid parity in less than two decades. Initially based on our previous works, in this article we have proceeded first with the development of mathematical tools for the calculation of CO₂ emissions abatement (annual and total) according to the targets expressed by the IEA and IPCC, and, second, with the estimations of the corresponding financial extra-costs for their execution. The obtained results are contrasted with the IEA targets for the declared years (2020, 2030, 2035, and 2050, depending on the scenario considered). We would like to remark that in all of the above calculations, we have also taken into account the often ignored degradation of the systems over their lifetime (30 years), as well as their lifetime emissions, inherent to any electrical power technology, including renewables.

From the results presented in this paper, we can reach the following conclusions: (i) After the calculation of the extra-costs for avoiding C-emissions by implementing CSP systems during the period 2013-2035, it can be computed how much more economically efficient is for the new plants to be installed in those geographical areas where, at present, the electricity is generated from the highest emission electricity mixes. Along this line, it can be estimated how much lower the unit extra-costs are, per ton of avoided CO₂, the earlier after 2013 the investments in CSP plants are made. Consequently, it is necessary an accurate planning for the calculation of avoided emissions at the lowest possible cost. (ii) From the study of several IEA Scenarios, it can be concluded that, as a consequence of the experience learning processes characteristic of renewable energies, the unit extra-costs strongly diminish as the targets to be reached for CSP for installed power and electricity generation get larger. (iii) If we compare our results with the values of the European Union on carbon emissions trading, that in the best case do not exceed 20 \$/tCO₂, it is clear that this value is insufficient to compensate the extra-costs derived from CSP implementation. Therefore, mechanisms to make this carbon emissions price to increase should be implemented, so that it would make it more attractive to invest in renewable power generation technologies like CSP. (iv) The analytical method developed in this work allows, from the scarce data supplied by the IEA on future specific targets for CSP implementation (at the best every ten years for the three scenarios treated in this work), to approximate them by analytic curves on a year-to-year basis. Consequently, it is relatively straightforward to proceed to the calculation of avoided emissions and their extra-costs in relation to traditional electricity mixes. (v) Furthermore, the results of this paper can be of interest in energy planning policies, like those related to the design of future scenarios for reducing CO₂ emissions, since the developed methodology allows a previous estimation of the costs involved. In this sense, our calculations can serve to compare the costs incurred by CSP in C-emissions abatement to the corresponding costs of other renewable sources (photovoltaics, wind, etc.), or even, other techniques such as carbon capture and sequestration (CCS), substitution of plants using carbon as fuel by the less contaminating natural gas, etc.

References

- Arunachalam, V.S., Freischer, E.L., 2008. The global energy landscape and materials innovation. *MRS Bulletin* Volume 33, 264-276.
- Denholm, P., Hand, M., Mai, T., Margolis, R., Brinkman, G., Drury, E., et al., 2012. The potential role of concentrating solar power in enabling high renewables scenarios in the United States. Technical report, NREL/TP-6A20-56294.

- Denholm, P., Wan, Y.H., Hummon M., Mehos, M., 2013. An analysis of concentrating solar power with thermal energy storage in a California 33% renewable scenario. Technical report, NREL/TP-6A20-58186, March 2013.
- Greentech Media, 2011. Concentrating solar power 2011: Technology, costs and markets, January 2011.
<<http://www.greentechmedia.com/research/report/concentrating-solar-power-2011-technology-costs-and-markets>>
- Greentech Media, 2010. Abengoa closes \$1.45B DOE loan guarantee for Solana CSP plant. <www.greentechmedia.com/articles/read/abengoa-closes-1.45b-doe-lo>
- Hernández-Moro, J., Martínez-Duart, J.M., 2012. CSP electricity cost evolution and grid parities based on the IEA roadmaps. Energy Policy 41 (2012) 184-192.
- Hernández-Moro, J., Martínez-Duart, J.M., 2013. Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution. Renewable and Sustainable Energy Reviews 20 (2013) 119-132.
- IEA (International Energy Agency), 2005. Projected Costs of Generating Electricity. 2005 update OECD Publishing.
- IEA (International Energy Agency), 2008. Energy Technology Perspectives 2008: scenarios and strategies to 2050. Paris, France: International Energy Agency , IEA/OECD; 2008. p. 1-650.
- IEA (International Energy Agency), 2010a. Technology Roadmap-Concentrating solar power. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD; 2010. p. 1-52.
- IEA (International Energy Agency), 2010b. Energy Technology Perspectives 2010: scenarios and strategies to 2050. Paris, France: International Energy Agency , IEA/OECD; 2010. p. 1-706.
- IEA (International Energy Agency), 2010c. Projected costs of generating electricity. 2010 Edition. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD; 2010. p. 1-216.
- IEA (International Energy Agency), 2010d. Technology Roadmap-Solar photovoltaic energy. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD; 2010. p. 1-48.
- IEA (International Energy Agency), 2012a. Energy Technology Perspectives 2012: Pathways to a Clean Energy System. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD; 2012. p. 1-690. ISBN 978-92-64-17488-7.
- IEA (International Energy Agency), 2012b. World Energy Outlook 2012, Renewable Energy Outlook. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD. <<http://www.worldenergyoutlook.org>>
- IEA (International Energy Agency), 2012c. CO₂ emissions from fuel combustion, Highlights, 2012 Edition. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD; p. 1-125.

- IEA (International Energy Agency), 2013a. International Energy Agency Data Services. Available in: <<http://data.iea.org>>
- IEA (International Energy Agency), 2013b. Renewable Energy: Medium-term market report 2013. Market trends and projections to 2018. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD; 2013.
- Inflationdata.com, 2013. Historical inflation rate data from 1913 to the present. <http://inflationdata.com/Inflation/Inflation_Rate/HistoricalInflation.aspx>
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), 2013. Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Special report of the IPCC. <http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_Full_Report.pdf>
- IRENA (International Renewable Energy Agency), 2012. Renewable Energy Technologies: Cost analysis Series, Volume 1, Power Sector, Issue 2/5: Concentrating Solar Power (2012). <http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-CSP.pdf>
- Martínez-Duart, J.M., Hernández-Moro, J., 2013. Commentary: Photovoltaics firmly moving to the terawatt scale. *Journal of Nanophotonics* 7 (2013) 078599.
- NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2013. Concentrating solar power projects. Solana generating station. <www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=23>
- Peng, J., Lu, L., Yang, H., 2013. Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 19 (2013) 255–274.
- REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st century), 2012. Renewables 2012. Global status report. <http://www.map.ren21.net/GSR/GSR2012_low.pdf>
- REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st century), 2013. Renewables 2013. Global status report. <http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2013/GSR2013_lowres.pdf>
- Ricci, A., with contributions from NEEDS partners, 2009. New Energy Externalities Development for Sustainability. Policy use of the NEEDS results. <<http://www.needs-project.org/docs/Needs.pdf>>
- Sims, R. E.H., Rogner, H.H., Gregory K., 2003. Carbon emission and mitigation cost comparisons between fossil fuel, nuclear and renewable energy resources for electricity generation. *Energy Policy* 31 (2003) 1315–1326.
- Sivaraman, D., Keoleian, G.A., 2010. Photovoltaic (PV) electricity: Comparative analyses of CO₂ abatement at different fuel mix scales in the US. *Energy Policy* 38 (2010) 5708–5718.
- Sivaraman, D., Moore, M.R., 2012. Economic performance of grid-connected photovoltaics in California and Texas (United States): The influence of renewable energy and climate policies. *Energy Policy* 49 (2012) 274–287.

- SolarPACES, 2013. International project data base, CSP Market, 2013.
<<http://www.solarpaces.org/News/Projects/projects.htm>>
- S  ri, M., Remund, J., Cebecauer, T., Hoyer-Klick, C., Dumortier, D., Huld, T., Stackhouse, P.W., Ineichen, P., 2009. Comparison of Direct Normal Irradiation Maps for Europe. Available online at:
<http://geomodelsolar.eu/_docs/papers/2009/Suri-etal_SolarPACES2009_DNI-study.pdf>
- US DOE (Department of Energy), 2010. 2008 Solar Technologies Market Report. January 2010. <<http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/46025.pdf>>
- US DOE (Department of Energy), 2011. 2010 Solar technologies market report, November 2011. <<http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51847.pdf>>
- Viebahn, P., Kronshage, S., Trieb, F., Lechon, Y., 2008. Deliverable n   12.2 - RS Ia. Final report on technical data, costs and life cycle inventories of solar thermal power plants.
<http://solarthermalworld.org/sites/gstec/files/concentrating%20solar%20thermal%20power%20plants.pdf>
- Viebahn, P., Lechon, Y., Trieb, F., 2011. The potential role of concentrated solar power (CSP) in Africa and Europe—A dynamic assessment of technology development, cost development and life cycle inventories until 2050. *Energy Policy* 39 (2011) 4420–4430.
- Winkler, H., Hughes, A., Haw, M., 2009. Technology learning for renewable energy: Implications for South Africa’s long-term mitigation scenarios. *Energy Policy* 37 (2009), 4987-4996.

4.6 Publicación 6

Título: Economic analysis of the contribution of photovoltaics to the decarbonisation of the power sector.

Autores: J. Hernández-Moro, J.M. Martínez-Duart.

Referencia: Enviada a “Renewable and Sustainable Energy Reviews”, Octubre 2013.

Title

Economic analysis of the contribution of photovoltaics to the decarbonisation of the power sector.

Authors names and affiliations

First Author: J. Hernández-Moro.

Postal Address: Applied Physics Department (C-XII), Autónoma University of Madrid, Campus de Cantoblanco, E-28049 Madrid, Spain.

Email: jorgemoro85@gmail.com

Corresponding Author: J. M. Martínez-Duart.

Postal Address: Applied Physics Department (C-XII), Autónoma University of Madrid, Campus de Cantoblanco, E-28049 Madrid, Spain.

Telephone Number: +34 660 446909

Fax Number: +34 91 4973969

Email: martinez.duart@uam.es

Abstract

One of the main interests in the large-scale deployment of photovoltaics consists in its contribution to the impending decarbonisation of the power sector, following the recommendations of the International Energy Agency (IEA), as specified in their 2010-2050 scenarios and roadmaps. Accordingly, we develop in this work a series of closed-form analytical expressions for the calculation of the foreseeable evolution of abated CO₂, both annually and during the whole extent of the scenario considered. In parallel to this, we also calculate in each case the corresponding economic extra-costs due to the PV systems implementation. It is interesting to remark that in our calculations we have also taken into account the degradation of the solar modules over the years, the external costs like the emissions assigned to the PV systems themselves, and repowering due to the substitution of the modules after their life-time is over. The results of this work quantitatively show the strong influence of the amount of the PV electricity targeted by each scenario, as well as the actual composition of the electricity mix and prices of the conventional electricity for each of regions/countries considered. Finally, whenever possible, we compare the results of this work with those foreseen by the IEA roadmaps.

Keywords

Photovoltaics; Decarbonisation; Unit emissions costs.

1 Introduction

It is a well-known fact the strong recent growth of renewable energies for power generation applications. This is especially true in the case of photovoltaics (PV), that

with an average annual growth rate of close to 50% since 2005, has surpassed the most optimistic predictions made by some prestigious agencies like the International Energy Agency (IEA, 2011a). PV can at present be considered as a mature technology which in about two or three more decades would probably move to the terawatt scale from the present more than 100 GW of global PV cumulative installed power. Therefore, PV will become an important player in the electricity mix of many countries and is expected to contribute globally with percentages close to 10% by 2050 (Martínez-Duart and Hernández-Moro, 2013a). In addition, PV solar cells constitute probably the best example illustrating the technology-learning process characteristic of large-scale production economics, with a learning rate of 21% since the mid-seventies (Hernández-Moro and Martínez-Duart, 2013a). As a consequence, the solar module prices have at present plunged below \$1 per peak watt, while some Chinese companies are already announcing prices of about half for 2015.

One of the main interests in the deployment of renewable energies in the power sector is related to the curtailment of CO₂ emissions. In effect, CO₂ and other greenhouse-gasses (GHGs) emissions- in 2012 amounted to about 34 Gtonnes-are the main cause of global warming and climate change (Olivier et al., 2012). Evidently, if efficient measures are not taken during the next one or two decades, emissions will continue to rise at an annual rate of 2.5-3.0 %, as a consequence of the continuous growth (close to 2%) of the World's primary energy demand (Olivier et al., 2012). Detailed studies by the IPCC and the IEA indicate that in order to avoid a global temperature increase by 2050 not greater than 2°C it would be necessary not surpass the mark of 450 parts per million (ppm) in atmospheric C-concentration (IEA, 2008, 2012a; IPCC, 2013). Evidently this stabilization at 450 ppm would require that the peak in emissions occur within the next 10-15 years at most. This is a very challenging objective since it has been very recently that we have already reached the 395 ppm mark (NOAA, 2013).

The object of this article is two-fold, first consists in the development of an analytical method for the calculation of the avoided CO₂ forthcoming emissions by the deployment of photovoltaics in the power sector, and second in the calculation of the financial extra-costs incurred. Although the model is in principle relatively simple, it can be nevertheless provide specific data on the annual and total CO₂ avoided emissions and associated costs in relation to the present electricity mixes at the global level or in the regions considered. In general, the method can be applied to the calculations of the CO₂ emissions reductions for a given Scenario for periods of time of time like the ones most frequently used by the IEA, IPCC, Greenpeace, etc., for instance the 2010-2030 or the 2010-2050. Evidently, it can also be readily applied to less ambitious national or regional scenarios, for which the corresponding policy planning organisms have elaborated a plan with a series of defined milestones for emissions curtailment.

2 Current situation of PV power generation and future Scenarios

We represent in Fig. 1 the cumulative installed capacity and the annual electricity production for PV systems during the last decade (EPIA, 2013; Hernández-Moro and Martínez-Duart, 2013a; IEA, 2013a, 2013b; REN21, 2013). The cumulative installed capacity has increased considerably during the last years, with an annual growth rate of 42% in the period 2000-2010 (IEA, 2012b) and even 60% between 2007 and 2012 (REN21, 2013). At the end of 2012 there were 100 GW installed in the whole World (EPIA, 2013; Martínez-Duart and Hernández-Moro, 2013a; REN21, 2013), most of them in Germany (32%), Italy (16%), USA (7.2%) China (7%), Japan (6.6%) and Spain (5.1%). Europe's leading role is coming to an end, since the PV market is becoming truly global, as reflected by the fact that the European share of the global market has been reduced from 74% in 2011 to 55% in 2012 (EPIA, 2013).

The annual PV electricity production has grown analogously to the cumulative installed capacity, reaching the 100 TWh/yr level during 2012 (IEA, 2013b). In 2011 the total electricity produced by PV systems represented about 0.5% of the World electricity production (US DOE, 2013), whilst for the European Union-27 (EU-27) represented the 2.6% in 2012 (EPIA, 2013) on the average, with markedly high contributions in countries like Italy (6.7%), or in Germany (5.6%), despite its low solar irradiation.

In relation to PV systems costs, during the last years there has been a real fall of solar cells prices after the silicon shortages of the 2004-2008 period (Bazilian et al., 2012; Martínez-Duart and Hernández-Moro, 2013a). During this period a shortage of polysilicon constrained production and prevented effective pricing competition, whilst tariffs incentives in Germany and Spain allowed project developers to buy technology at a high price. However, since 2008 there has been a very sharp fall in the price of purified silicon, along with significant cost reductions related to technology learning. Consequently between 2010 and 2012 solar PV power generation costs fell by about 44% (IEA, 2012b; REN21, 2013).

Finally, regarding PV technologies, crystalline-silicon (c-si) is still, by far, the predominant technology, although thin-film modules may be generally less expensive. This is due to the fact that thin-film modules usually have a shorter lifetime and higher annual degradation than c-si, and thus the electricity costs during the whole lifetime can be higher. Indeed, thin-films represented about 20% of the market in 2009 and in 2012 this percentage decreased to just 12% (Bazilian et al., 2012; REN21, 2013).

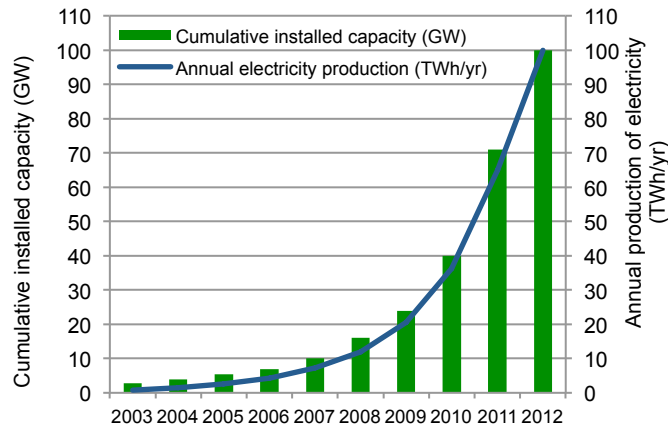


Fig. 1. PV cumulative installed capacity (GW) and annual electricity production (TWh/yr) between 2003 and 2012.

For the future evolution of PV electricity, we have assumed three different scenarios, elaborated by the International Energy Agency, for the annual electricity production and the cumulative installed capacity of PV systems. These scenarios are the 2DS, Roadmap and New Policies Scenarios and we will compare the results obtained from them in terms of CO₂ saved emissions and the associated costs incurred in the process of PV systems implementation. These scenarios are proposed for diminishing the annual CO₂ emissions, which could double the present value and reach about 60 Gt/yr in 2050 (IEA, 2012a). We present in Table 1 the objectives for annual electricity production (E) and the cumulative installed capacity (Q) for the 2DS (IEA, 2012a, 2013c), Roadmap (IEA, 2010a) and New Policies Scenarios (IEA, 2012b). The data for the 2DS and Roadmap Scenarios are given until 2050, whilst for the New Policies Scenario is just until 2035.

The most significant scenario of the three considered in relation to the delay of climate change is the 2DS Scenario published in 2012 (IEA, 2012a), for which the PV contribution to the global electricity mix in 2050 would be of around 6%. The 2DS Scenario is an update of the well-known Blue Map Scenario, published by the IEA in 2008 (IEA, 2008), before the unexpected growth of PV between 2008 and 2012. This scenario set the target of cutting energy-related CO₂ emissions by more than half in 2050 (compared with 2009), what would result in an stabilization of the CO₂ atmospheric concentration of around 450 parts per million (ppm), and a global warming of about 2°C. For this purpose, annual CO₂ emissions would peak their maximum level in 2020, with 32 Gt/yr, and thereafter start reducing emissions until reaching 23 Gt/yr in 2035 and 16 Gt/yr in 2050.

In 2010 the IEA published the PV Roadmap Scenario (IEA, 2010a), which is the one with most ambitious from the point of view of installed PV power, and with more detailed intermediate -every ten years- and final objectives of the three considered. This Scenario forecasts that in 2050 PV systems would provide around 11% of the world electricity generation.

Finally, the New Policies Scenario published in 2012 (IEA, 2012b), is the most conservative scenario of the three considered, and is taken as the IEA baseline Scenario. This scenario pretends to stabilize annual CO₂ emissions in 40 Gt/yr by 2035, which implies to mitigate global warming to just 4°C. It is only specified until 2035 and predicts that electricity generation from renewables would nearly triple from 2010 to 2035, reaching 31% of total generation. Solar PV contribution in 2035 would be around 7.5% of renewables-based generation and just over 2% of the global total generation. This scenario takes account of broad policy commitments and plans that have been announced by countries, including national pledges to reduce greenhouse-gas emissions and plans to phase out fossil-energy subsidies.

Table 1

Annual electricity production (TWh/yr) and cumulative installed capacity (GW) objectives for different years for the three scenarios considered (see text)

Scenario		2020	2030	2035	2040	2050
2DS	E (TWh/yr)	-	1000	-	-	2655
	Q (GW)	-	800	-	-	2017
Roadmap	E (TWh/yr)	298	1247	-	2907	4572
	Q (GW)	200	900	-	2000	3155
New Policies	E (TWh/yr)	332	-	846	-	-
	Q (GW)	267	-	602	-	-

3 Calculation of analytical expressions for the evolution (2013-2050) of PV electricity and corresponding LCOE costs

3.1 Future evolution of PV electricity

In this Section we assign an analytical equation for each scenario for the future evolution of the annual electricity production $E(t)$ and the cumulative installed power $Q(t)$, for a year t between 2013 and 2050, for the 2DS and Roadmap Scenario and between 2013 and 2035 for the New Policies Scenario. In effect, this will permit us to assign specific yearly values to the variables without using approximations. In our calculations, we take as reference the beginning of 2013, when the values of $E(t)$ and $Q(t)$ were 100 TWh/yr (IEA, 2013b) and 100 GW (EPIA, 2013; Martínez-Duart and Hernández-Moro, 2013a; REN21, 2013) respectively, that correspond to the end of 2012 (see Fig. 1). With these values and the intermediate and final objectives of the three scenarios, represented in Table 1, we next assign the analytical equations that best fit those objectives. For our simulations of $E(t)$ and $Q(t)$ we frequently make use of the well-known logistic function (“S shaped curve”), whose expression for the annual electricity production for a year t , after 2013, would be (Winkler et al., 2009):

$$E(t) = \frac{e^{r \cdot (t-2013)}}{(1/E(0)) - (1/M) + (e^{r \cdot (t-2013)}/M)} \quad (1)$$

where $E(0)$ is the initial value, i.e., the annual electricity production at the beginning of 2013, M the maximum value of $E(t)$ and r the growth factor. In addition to the logistic function, we also make frequent use of polynomials, as observed in Table 2.

The analytical expressions of $E(t)$ and $Q(t)$ assigned to each scenario are summarized in Table 2. In Fig. 2 we present the specific curves from Table 2 for the annual electricity production $E(t)$ between 2013 and 2050 for the 2DS and Roadmap Scenarios and between 2013 and 2035 for the New Policies Scenario, together with the objectives for each scenario (see Table 1). We do not show the derivation of the equations for $Q(t)$ since evidently is similar.

Table 2

Specific parameters for the annual electricity production $E(t)$ and cumulative installed capacity future evolution $Q(t)$ for the three scenarios considered.

Scenario	Variable	Function	Parameters of $E(t)$ and $Q(t)$
2DS	$E(t)$	Logistic	$E(0)=100$ TWh/yr; $M=2850$ TWh/yr; $r=0.16$
	$Q(t)$	Logistic	$Q(0)=100$ GW; $M=2200$ GW; $r=0.145$
Roadmap	$E(t)$	2nd grade polynomial	$E(t)=2.429\text{TWh/yr}(t-2013)^2 + 34.802\text{TWh/yr}(t-2013) + 100\text{TWh/yr}$
	$Q(t)$	2nd grade polynomial	$Q(t)=1.6657\text{GW}(t-2013)^2 + 23.767\text{GW}(t-2013) + 100\text{GW}$
New Policies	$E(t)$	Logistic	$E(0)=100$ TWh/yr; $M=900$ TWh/yr; $r=0.22$
	$Q(t)$	Logistic	$Q(0)=100$ GW; $M=650$ GW; $r=0.19$

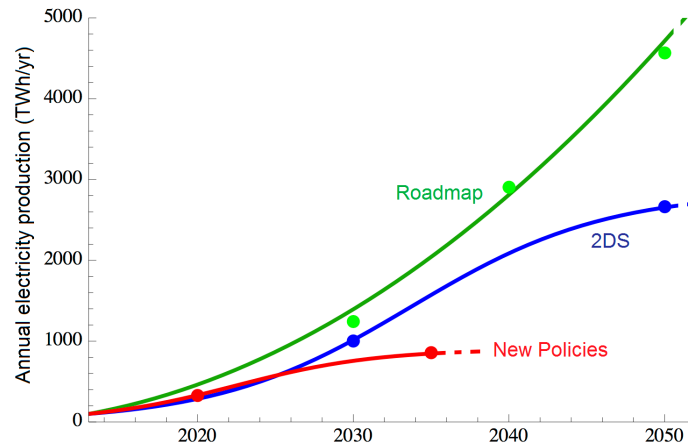


Fig. 2. Suggested curves for the annual electricity production evolution $E(t)$, between 2013 and 2050 for the 2DS (blue) and Roadmap Scenarios (green), and between 2013 and 2035 for the New Policies Scenario (red), together with their objectives from Table 1.

3.2 LCOE costs evolution

When estimating the cost of electricity from PV systems, we have to take into account that there are four end-use sectors with distinct markets for PV: (i) residential systems, of up to 20 kW on individual homes; (ii) commercial systems, up to 1 MW; (iii) utility

systems, starting at 1 MW mounted on buildings or directly on the ground; and, (iv) off grid applications. In our estimations we only take into account the first three, since they are the most important. The IEA (2010a) estimates that residential PV systems, which represent about 60% of all the systems at present, would evolve to about 40% in 2050, whilst utility PV systems will increase their contribution from 25% at present to 40% in 2050. Consequently, we have estimated that during the period considered for our scenarios, 60% of the systems would be residential or commercial and the remaining 40% utility sector.

In a typical PV system, the module cost represents around 50-60%, whilst the remaining corresponds to the BOS costs (inverter, mounting structures, cabling, etc.) (IEA, 2008, 2013c; Melbourne Energy Institute, 2011; US DOE, 2011). In the future it is estimated that module and BOS costs would represent each around 50% of the total cost of the system (IEA, 2013c; US DOE, 2011). Therefore, besides the module, the BOS components represent one of the main potential sources of further PV system cost reduction. In 2012 average prices for crystalline-silicon (c-si) PV modules have fallen below 1 \$/W (Bazilian et al., 2012; BNEF, 2012a; ITRPV, 2013), from 2 \$/W in 2010 (IEA, 2011b; US DOE, 2011). But besides the module cost, there is still at least another 1 \$/W BOS and installation costs (Bazilian et al., 2012) since BOS costs (including installation) ranged from 0.5 to 1.8 \$/W (Bazilian et al., 2012; IEA, 2011b, 2013c; ITRPV, 2013), depending of the region and the segment (utility or residential).

Total system costs also depend on the specific segment. PV system costs are 30-50% higher for the residential sector than for the utility sector (IEA, 2010a; US DOE, 2011), and this difference in relative terms is expected to keep up over time. In 2012 total PV system costs in the utility segment ranged between 1.5 and 4 \$/W, while in the residential segment varied between 2.2 and 6 \$/W (Breyer and Gerlach, 2013; EPIA, 2012; IEA, 2011b, 2011c, 2013a). Consequently we have assumed in this work a total system cost of 2 and 3 \$/W for utility and residential sector, respectively. Since we have taken 60% of the systems as residential and 40% as utilities, we have considered an average investment cost of 2.6 \$/W, what have been also confirmed by the IEA (2012b) as the weighted average of costs throughout all regions, for both large and rooftop installations.

To find the expression for the LCOE cost evolution we will apply the corresponding PV learning rate. PV modules have experienced a learning rate of about 20-25%, while for the BOS components was somewhat smaller of about 17-22% (Bazilian et al., 2012; IPCC, 2013; Hernández-Moro and Martínez-Duart, 2013a). Consequently, we will use an average learning rate of 18% for the whole PV systems, including the module and the BOS, which is slightly lower than the historical learning rate for both components of the system.

In order to estimate the extra-costs to accomplish the three scenarios considered we have first to establish the levelized cost of energy (LCOE) and its future evolution for PV systems for each scenario considered. The LCOEs is the method most frequently used when comparing electricity generation technologies and evaluating the economic feasibility of an electric generation project. The calculation of the LCOE is based on the equivalence of the so-called present value of the sum of the discounted revenues and the present value of the sum of discounted costs (for details see: Hernández-Moro and Martínez-Duart, 2013a). The LCOE from PV systems depend heavily on two factors, besides the cost of the system, the sunlight irradiation and the discount rate. The discount rate used in LCOE calculations reflects the return on the capital for an investor in the absence of specific market or technology risks (IEA 2010b). In order to determine the future evolution of the LCOE for PV systems in the period 2013-2035 we use a model previously proposed by us (Hernández-Moro and Martínez-Duart, 2012, 2013a). This model is based on the discounted cash flow (DCF) economic techniques and the experience curves approach, and estimates the cost during the whole lifetime of the system. In the following, all costs are given in 2013 US Dollars, so that they are not distorted by inflation rates. According to this model, the LCOE in a given future year t is given by:

$$LCOE(t) = \frac{C(t) + L + \sum_{n=1}^N ((O\&M + I) \cdot C(t) / (1+r)^n)}{\sum_{n=1}^N (S \cdot TF \cdot \eta \cdot (1-d)^n / (1+r)^n)} \quad (2)$$

In this equation, the cost of the system for a year t , $C(t)$, is given by:

$$C(t) = C(0) \cdot (Q(t)/Q(0))^{\text{Log}(1-LR)/\text{Log}(2)} \quad (3)$$

where $C(0)$ is the initial cost of the system, i.e. in 2013, taken as 2.6 \$/W as the average investment cost, considering that 60% of the systems are residential or commercial and the remaining 40% are in the utility sector (as explained before). $Q(t)$ is the cumulative installed capacity evolution (see Table 2), and $Q(0)$ is the value of $Q(t)$ in 2013, i.e. 100 GW. LR is the learning rate, taken as 18% for the whole system, including the module and the BOS (as explained before). L is the land costs and $O\&M$ and I are the operation and management costs and the insurance costs, respectively, expressed as a percentage of the cost of the system. N is the expected lifetime of the system, considered as 30 years (Hernández-Moro and Martínez-Duart, 2013a), and r is the discount rate taken for PV system as 10% (IEA, 2010b). S represents the solar resource, that for PV systems is the irradiation on fixed optimally tilted module surface, which population weighted values for Europe, America and Asia are 1450, 1890 and 1830 kWh/m²/yr respectively (Breyer and Gerlach, 2013). Consequently we have considered these values for the EU-27, USA and China respectively and we have taken a value of 1700 kWh/m²/yr for the World. Finally TF is the tracking factor, η the performance factor and d the annual

output degradation rate. The factors of equation (2), which values have not been specified, have been explained before (Hernández-Moro and Martínez-Duart, 2013a).

Once we have established the LCOEs for PV systems we have to compare them with the average electricity generation costs of the four regions considered in this work, the World, EU-27, USA and China. But we have to take into account that residential and commercial PV systems compete with retail electricity prices, not wholesale prices. Retail prices include, among other things, distribution costs, and therefore they are usually almost twice the cost of base-load bulk power. This will allow PV residential and commercial systems to achieve sooner grid parity in those countries characterised by a good solar resource and high conventional electricity retail prices. The average wholesale electricity price for the EU-27, USA and China has been taken as 9, 7 and 3 c\$/kWh, respectively (Breyer and Gerlach, 2013; IEA, 2010c, 2011b; US EIA, 2013a; Wantchinatimes.com, 2013) whilst the average household electricity price for the same regions are 25.6, 11.7 and 6 c\$/kWh, respectively (Bazilian et al., 2012; BNEF, 2012b; Breyer and Gerlach, 2013; European Commission, 2011; Eurostat, 2013a; US EIA, 2013a; Wantchinatimes.com, 2013). Since we have considered in our scenarios that 60% of the systems would be residential or commercial and 40% utilities, we have assumed, for comparison purposes, an average electricity price of 19.0, 9.8 and 4.8c\$/kWh for the EU-27, USA and China respectively, and an average for the whole World of 11.2 c\$/kWh.

In Fig. 3 we have represented, for the case of the World, the future evolution, until 2050, of the LCOE for PV systems for the three scenarios considered, i.e. the 2DS, Roadmap and New Policies Scenarios (see Table 2). We also represented in Fig. 3 the average electricity price of the World for a real electricity price escalation of 0% and 0.5% of their current value (in 2013), although the increase rate in the EU and USA during the last decade has been somewhat higher (Breyer and Gerlach, 2013; Eurostat, 2013a, 2013b; US EIA, 2013b). This increase has been expressed in real values, i.e. discounting inflation, which has been considered as 2% (Inflationdata, 2013); therefore we have really considered nominal price escalations of 2% and 2.5%.

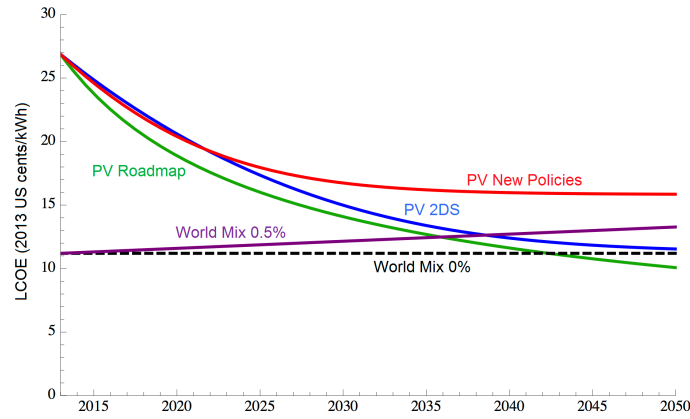


Fig. 3. LCOE evolution for the new PV systems installed between 2013 and 2050, in 2013 US cents/kWh, for the 2DS (blue), Roadmap (green) and New Policies Scenarios (green) and LCOE evolution of the world electricity mix for an annual increase rate of 0% (dashed) and 0.5% (purple).

4 Calculation of annual and total avoided CO₂ emissions by PV technologies deployment

The most basic approach to estimate the displaced CO₂ emissions associated with the deployment of PV technology is to use regional “grid averages”, which assume that any reduction in electricity demand reduces fuel use in proportion to the average mix of fuels used at the moment for electricity generation. As a reference, we have considered in this work the following countries/regions: European Union (EU-27), United States (US) and China, and, in addition, one representing the World’s average. The corresponding values for the CO₂ emissions in 2012 taken from the literature are 347, 522, 766, and 529 gCO₂/kWh for the EU-27, USA, China and the World, respectively (IEA, 2012c). The higher associated emissions of the electricity mixes of the USA and China, in relation to the EU-27, are mainly due to a higher penetration of coal power plants in their mixes, that represents about 42% and 81% of total electricity production for the USA and China, respectively (European Commission, 2011; IEA, 2010b; US DOE, 2011).

We have also considered in our calculations the corresponding emissions associated to renewables, which in the case of PV are mainly related to the fabrication of the systems, as well as O&M of the plants. Current PV emissions range between 15 and 80 gCO₂/kWh (Breyer and Gerlach, 2013; IPCC, 2013; Ricci et al., 2009), and therefore we have taken for 2013 the conservative value given by the IPCC (2013) of 46 gCO₂/kWh. We have also considered that these emissions will diminish linearly in the future, following a linear behaviour, and reaching a value of 8.2 gCO₂/kWh in 2050 (Ricci et al., 2009). After a few simple mathematical operations, we show in Table 3 the expressions yielding the CO₂ emissions per generated kWh avoided by the PV systems, $F(t)$, with respect to each of the four electricity mixes taken as reference, and for any

year “t” between 2013 and 2050. In our estimations of $F(t)$ we have considered that PV emissions will reduce linearly over time.

Table 3

CO₂ emissions saved $F(t)$, in gCO₂/kWh, due to PV electricity production for a year t between 2013 and 2050 for the four country/regions considered

Mix	Associated equation
World (gCO ₂ /kWh)	$F_1(t) = 483 + 1.0216 \cdot (t-2013)$
EU-27 (gCO ₂ /kWh)	$F_2(t) = 301 + 1.0216 \cdot (t-2013)$
USA (gCO ₂ /kWh)	$F_3(t) = 476 + 1.0216 \cdot (t-2013)$
China (gCO ₂ /kWh)	$F_4(t) = 720 + 1.0216 \cdot (t-2013)$

Evidently, the annual CO₂ emissions saved in a year “t” for each scenario and for each region considered should be given by $F(t)$ (Table 3) multiplied by the annual PV electricity production $E(t)$ (Table 2), i.e.:

$$CO_2(t) = F(t) \cdot E(t) \quad (4)$$

and therefore, the total CO₂ savings in the period 2013-2050 for the 2DS and Roadmap Scenarios due to the installation of PV systems would be:

$$CO_2 = \int_{2013}^{2050} CO_2(t) \cdot dt \quad (5)$$

For the New Policies Scenario the upper limit of the integral should be replaced by 2035.

We have represented in Fig. 4 the annual CO₂ emissions saved for the three scenarios considered in this work, and given by eq. (4), for the World electricity mix. The corresponding figures for the rest of the mixes would be similar but the CO₂ savings would be larger or smaller for the cases of the EU and China respectively, while in the case of USA the figures obtained are very similar to the case shown for the World. Finally, the results of the total CO₂ savings, in units of Gt, given by eq. (5) are summarized in Fig. 5 for all the scenarios and all regions.

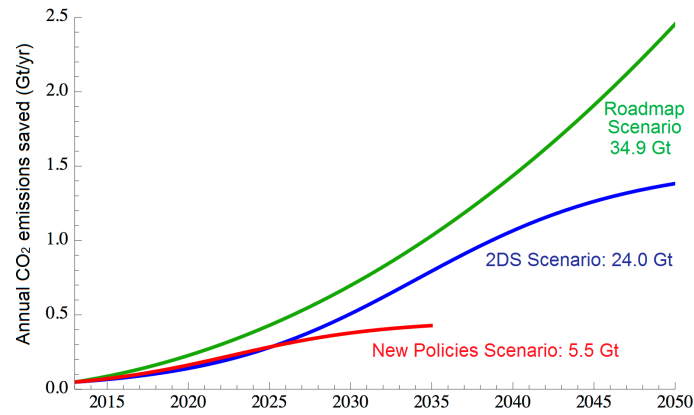


Fig. 4. Annual CO₂ emissions saved, in gigatonnes per year (Gt/yr), between 2013 and 2050 for the 2DS (blue) and Roadmap Scenario (red) and between 2013 and 2035 for the New Policies Scenario (green), due to the installation of PV systems in relation to the World electricity mix. The total amount of CO₂ total savings for each mix is given under each curve.

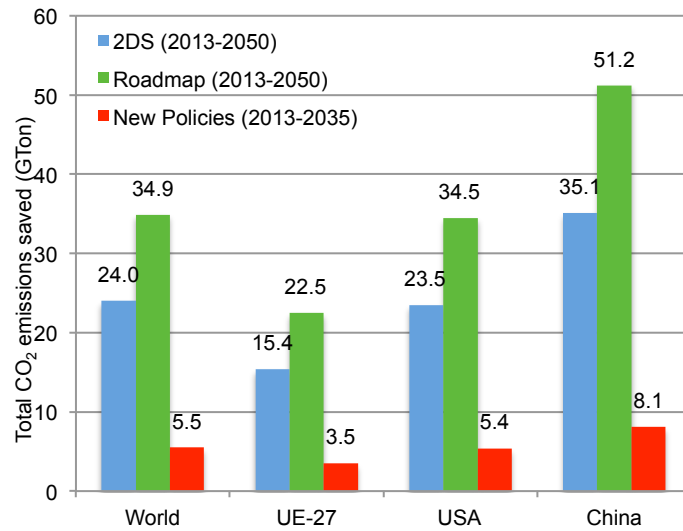


Fig. 5. Total CO₂ saved, in gigatonnes (Gt), during the period 2013-2050 for the 2DS and Roadmap Scenarios and between 2013-2035 for the New Policies Scenario due to the installation of PV systems in relation to the electricity mixes of the World, EU-27, USA and China.

5 Calculation of extra-costs for PV deployment, repowering included

Now we are prepared to proceed with the calculation of the extra-costs, in relation to the electricity mixes of the four regions considered (World, EU-27, USA and China), to accomplish the 2DS, Roadmap and New Policies Scenarios. In the calculations that follow, when we consider one specific region of the four contemplated, we just have to particularize to the corresponding solar resource S and the average electricity price of the mix for that region.

In addition to “ t ”, that represents the year between 2013 and 2050 in which the PV systems are installed, we now need to introduce another temporary variable, “ x ”, defined as a certain year of the life of the system after installation, and therefore can

also take values between 2013 and 2050. However, we should notice that “x” must be greater than, or equal to “t”, since it refers to a certain year after the PV system was installed at year “t”. The upper limit in the case of the New Policies Scenario is evidently 2035 instead of 2050.

We now introduce a function of two variables, essential in our calculations, $E(t,x)$, that represents the electricity produced by all the PV systems installed a year “t” during a certain year “x” of the lifetime of the system. Since the average lifetime of a system has been taken as 30 years, we should take into account in this function the required repowering of PV systems. This is not necessary for the New Policies Scenario, since it only lasts until 2035. However in the case of 2DS and Roadmap Scenarios, whose periods extend to 2050, we need to take into account the repowering from 2043 on. This is so because a system installed at the beginning of 2013 will be only practicable until the end of 2042 (30 years).

We first determine $E(t,x)$ in the most common situation, i.e., when “ $t < 2043$ ” and “ $x - t < 30$ ”; then:

$$E(t,x) = [E(t) - (E(t-1) \cdot (1-d))] \cdot (1-d)^{x-t} \quad (6)$$

where $E(t)$ is the annual electricity production function treated in Section 3.1 (see Table 2 and Fig. 2), and d is the annual output degradation rate. To determine $E(t, x)$ in equation (6), we have to introduce the power factor that takes into account the degradation rate of the PV systems installed at year “t”. In addition, when a system exceeds its lifetime of 30 years, the system should be retired, and consequently, if “ $t < 2043$ ” and “ $x - t \geq 30$ ”, then:

$$E(t,x) = 0 \quad (7)$$

When this happens, the new systems have to replace the power lost, and, besides, produce their corresponding electricity as in equation (6). Therefore, when “ $t \geq 2043$ ” the repowering can be introduced as follows:

$$E(t,x) = [(E(t) - (E(t-1) \cdot (1-d))) + (E(t-30) - (E(t-31) \cdot (1-d)))] \cdot (1-d)^{x-t} \quad (8)$$

At this stage, we are prepared to calculate the extra-cost (EC) for all the PV systems installed a year “t” during a certain year “x” of their lifetimes, that is:

$$EC(t,x) = (LCOE(t) - LCOEMIX(x)) \cdot E(t,x) \quad (9)$$

where $LCOE(t)$ corresponds to the LCOE for the PV systems installed at year “t” (see equation (2)), and $LCOEMIX(x)$ is the average LCOE of the electricity mix considered (World, EU-27, USA or China), for a year “x” greater or equal than “t”.

For the calculation of the total extra-costs, $EC(x)$, during a year “x” we should take into account all the systems installed during the previous years, i.e., in the interval from 2013 to “x”, considering the repowering. Therefore,

$$EC(x) = \int_{2013}^x EC(t, x) \cdot dt \quad (10)$$

Now we can finally calculate the total extra-cost during the period 2013-2050 to accomplish the three scenarios that we have analyzed. These total extra-costs should be given by:

$$EC = \int_{2013}^{2050} EC(x) \cdot dx = \int_{x=2013}^{2050} \int_{t=2013}^x ((LCOE(t) - LCOEMIX(x)) \cdot E(t, x) \cdot dt \cdot dx \quad (11)$$

where $LCOE(t)$ is determined by equation (2) and $E(t, x)$ is given by equations (6-8) (notice that the upper limit in the integral of equation (11) should be 2035 instead of 2050 in the case of the New Policies Scenario).

Fig. 6 shows the annual extra-costs, expressed in 2013 USD billion, to accomplish the three scenarios considered in the case of the World, according to equation (10), for a real annual growth rate of the prices of the electricity mix of 0% and 0.5%. We also present in Table 4 for the four regions considered (World, EU-27, USA and China), and for two different real annual growth rate of the electricity prices (0% and 0.5%), the total extra-costs associated to the 2DS, Roadmap, and New Policies Scenarios obtained from equation (11).

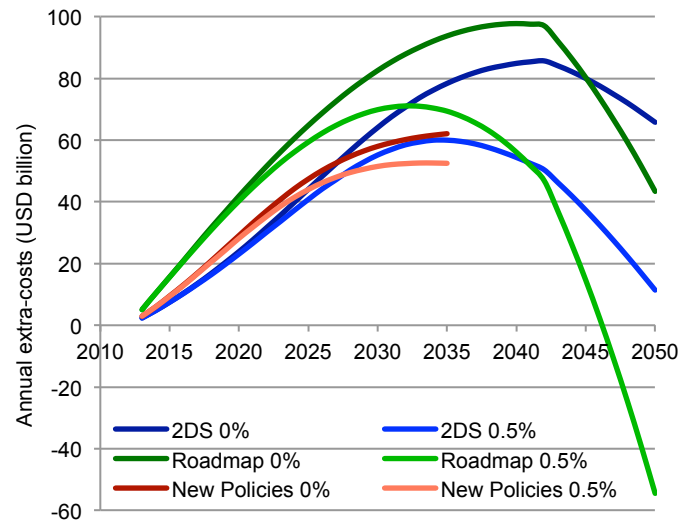


Fig. 6. Annual extra-costs, in 2013 USD billion, to accomplish the three scenarios considered, between 2013 and 2050 for the 2DS and Roadmap Scenarios and between 2013 and 2035 for the New Policies Scenario, in relation to World electricity mix and for an real annual increase rate for conventional electricity of 0% and 0.5%.

Table 4

Total extra-costs, in 2013 USD billion, to accomplish the 2DS and Roadmap Scenarios between 2013 and 2050 and the New Policies Scenario between 2013 and 2035, in relation to the Mixes of the World, EU-27, USA and China and for an real annual growth rate of the cost of electricity from the Mix of 0% and 0.5%.

Scenario	2DS (2013-2050)		Roadmap (2013-2050)		New Policies (2013-2050)	
	0%	0.5%	0%	0.5%	0%	0.5%
World (B\$)	2117	1436	2531	1493	902	820
EU-27 (B\$)	-195	-1353	-1081	-2837	484	345
USA (B\$)	2031	1433	2466	1558	838	767
China (B\$)	4526	4234	6214	5770	1386	1351

Next, we can estimate the unit costs of the tonne of CO₂ saved due the installation of PV systems, what is very useful for comparing how efficient is each of the scenarios considered in economic terms, as well as the most suitable locations to implement them. The concept of unit cost is also very useful for comparing PV with the costs of other technologies for emissions abatement in the power sector and also with the carbon emissions market price. To estimate these unit extra-costs (UEC) per tonne of CO₂ saved, we just have to divide the total extra-costs to accomplish the scenarios considered (EC), given by equation (11) and summarized in Table 4, by the total emissions of CO₂ saved, given by equation (5) and presented in Fig. 5. Accordingly, we show in Table 5 the results obtained for the unit cost per tonne of CO₂ saved (\$/t) for the three scenarios considered, in relation to the electricity mixes of the World, EU-27, USA and China and for two different real annual growth rates of the cost of the mix electricity. Additionally, in Fig. 7 we represent the average unit emission costs for PV systems obtained for each scenario considered in the case of the World, and for

comparison purposes we have also represented the average values obtained for CSP technology (Hernández-Moro and Martínez-Duart, 2013b).

Table 5

Cost of the CO₂ emissions saved, in \$/t, for the 2DS and Roadmap Scenarios between 2013 and 2050 and for the New Policies Scenario between 2013 and 2035, for the four regions considered and for an annual real growth rate of the electricity of the Mix of 0% and 0.5%.

Scenario	2DS (2013-2050)		Roadmap (2013-2050)		New Policies (2013-2035)	
	0%	0.5%	0%	0.5%	0%	0.5%
World (\$/t)	88	60	73	43	164	149
EU-27 (\$/t)	0	0	0	0	138	99
USA (\$/t)	86	61	71	45	155	142
China (\$/t)	129	121	121	113	171	167

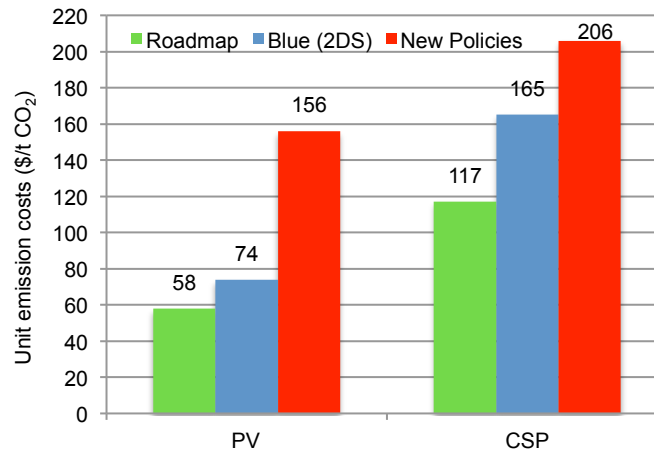


Fig. 7. Cost of the CO₂ emissions saved, in USD per tonne, due the installation of PV and CSP systems for the three scenarios considered.

6 Discussion of results

The different yearly-paths followed by the annual CO₂ emissions avoided for each scenario, represented in Fig. 4, lead to quite diverse total amounts of CO₂ saved, as it can be observed in the results of Fig. 5. For instance, in the case of the Roadmap Scenario, it can be noticed that the total savings during the period 2013-2050 are around 50% higher than for the 2DS. This is mainly due to the continuous growth of the PV systems deployment in the Roadmap Scenario (see Fig. 2), whilst for the 2DS Scenario the fastest growth just occurs between 2020 and 2040. We cannot directly compare the New Policies Scenario with the other two scenarios since it is only applicable until 2035. However, the New Policies Scenario shows practically the same annual emission savings than the 2DS Scenario up to 2025, although from there on its pace is observed to slow down.

The composition of the electricity mixes considered for our estimations of the CO₂ emission savings has a large influence on the total savings. Obviously, as it can be concluded from Fig. 5, PV is more efficient, in environmental terms, when the systems are installed in locations where the original power generation installations emitted higher relative levels of CO₂. Consequently, for the same scenario, total emission saving in the USA and China are around 50% higher and more double, respectively, than the corresponding to the EU-27.

As it can be observed from Fig. 4, the annual amount of CO₂ avoided in 2050 for the 2DS Scenario (for the case of the World) is around 1.3 Gt/yr, what is consistent with the estimations of the IEA (2012a) that predict this amount to be around 1 Gt/yr in 2050. The IEA (2012a) also predicts for the 2DS Scenario that total cumulative PV emissions reduction would be of around 25 Gt, what agrees fairly well with our estimations of 24 Gt for the World (see Fig. 5). This means that solar PV is responsible of around 6% of the cumulative CO₂ reductions in the power sector in the 2DS Scenario. For the Roadmap Scenario we appreciate in Fig. 5 that the cumulative CO₂ reductions between 2013 and 2050 are of around 35 Gt in the case of the World, what represents around 50% more than for the 2DS Scenario. The annual emissions of CO₂ avoided during 2050, in the case of the World, are around 2.4 Gt/yr, as it can be observed in Fig. 4, what is consistent with the IEA estimations of around 2.3 Gt/yr in 2050 (IEA, 2010a). Finally for the New Policies Scenario our estimations for the annual emission saved in 2035 are of around 0.4 Gt/yr (see Fig. 4), and since the IEA estimates that deployment of renewables would reduce CO₂ emissions 4.1 Gt/yr in 2035 (IEA, 2012b), PV contribution in 2035 would represent around 10% of the annual savings due to renewable electricity.

The LCOE future evolution for PV systems for each scenario, represented in Fig. 3, determines all the calculations made about the extra-costs of this technology. We can appreciate in Fig. 3 how the LCOE is between 1 and 2 c\$/kWh cheaper for the Roadmap than for the 2DS Scenario in the period 2013-2050, whilst for the New Policies Scenario this difference is bigger since it shows more moderate cost reductions.

In relation to the annual extra-costs, represented in Fig. 6 for the case of the World, we can appreciate how a year will be reached when the slope of the curve becomes negative. This can be related to reaching grid parity (see Fig. 3), which implies that the contributions of the new systems to the annual extra-costs are negative, i.e., the installation of the new systems is cheaper than the cost of the electricity from the grid. It can also be observed in Fig. 6 how in the case of the Roadmap Scenario, for an annual real growth rate of conventional electricity prices of 0.5%, it comes a year for which the annual extra-costs turns negative (around 2046). This can be attributed to the fact that annual money savings are higher than the expenditures. If we compare the evolution of annual extra-costs for each scenario in Fig. 6 we can observe how the corresponding to

the Roadmap are higher than for the 2DS, but between 2040 and 2050 the situation reverses, the reason being that the grid parity is reached sooner in the Roadmap Scenario. Thus the total extra-costs (2013-2050) for emissions abatement in the Roadmap Scenario are not much higher than for the 2DS, as it can be observed in Table 4, even though the total emissions saved in the Roadmap Scenario are considerable greater (see Fig. 5). Finally, in Fig. 6 we can also appreciate the influence of the repowering, accounted for in equations (6-8), which can be observed from the year 2043 onwards. The observed savings due to repowering are due to the fact that the new systems have a considerably lower LCOE than the old ones.

If we compare the total extra-costs, summarized in Table 4, for the three scenarios and four regions considered we appreciate the strong influence of the cost of conventional electricity. In effect, in those regions with higher conventional electricity costs, like the EU-27, the total extra-costs can be even negative, since the money savings are higher than the expenditures. Furthermore, a conventional electricity cost annual growth rate of only 0.5% has a strong influence in the values of the total extra-costs for the different scenarios considered.

Finally we can compare the results obtained for the unit costs of CO₂ avoided for the scenarios and regions considered presented in Table 5. The more coherent results are the corresponding to the World, since they are the global average. We highlight the fact that the more ambitious the scenario considered, in terms of annual electricity production, the lowest the unit costs per tonne of CO₂ saved, what is an obvious consequence of the mathematics of the learning curves. This is corroborated since unit emission costs in the case of the World are 88 (60), 73 (43) and 164 \$/t (149\$/t) for the 2DS, Roadmap and New Policies Scenario respectively (the values between brackets are the corresponding to a conventional electricity cost annual growth rate of 0.5% instead of 0%). The New Policies Scenario have considerably higher unit emission costs since it is only considered until 2035, what does not allow it to take advantage of the lower cost of the new PV systems from 2035, as in the case of the 2DS and Roadmap Scenarios. If we compare the results obtained for the different regions considered we appreciate the importance of the cost of conventional electricity. This is so that in regions like the EU-27, with high conventional electricity costs, the unit emission costs for PV systems would be zero, for the 2DS and Roadmap Scenario (see Table 5), since in the period considered the savings are higher than the expenditures since the grid parity is reached relatively early. Indeed, as it can be observed in Table 5, in order to obtain lower unit cost of CO₂ avoided the differences between conventional electricity costs are more significant than the environmental differences between the compositions of electricity mixes. It can also be observed how a possible annual increase of the conventional electricity would have a great impact, reducing considerably the unit emission costs.

If we put in context the results obtained for the unit emissions costs, summarized in Table 5, we can appreciate that they are consistent and not too high. First we observe that the marginal emission costs of 150 \$/t for the 2DS Scenario given by the IEA (2012a) is considerably higher than the results that we have obtained for this scenario for PV systems, even in the most unfavourable regions like in the case of China (see Table 5). In Fig. 7 we have compared the average values obtained for the unit emission costs of PV systems with the corresponding to CSP. We can appreciate that unit emissions costs for PV systems are around half the value of the corresponding for CSP systems, but in the New Policies Scenario where both technologies have similar costs. This is partly due to the fact that an important percentage of the PV systems compete with retail electricity prices, not with wholesale prices. However CSP systems normally include integrated energy storage, what can compensate their higher emission costs. Finally we can compare our estimations for the unit emission costs with the carbon price of the EU emission trading systems, that in 2012 has been around 10 \$/t (IEA, 2013a), what is clearly insufficient to promote clean power. More appropriate estimations asset that social costs of climate change is in the order of 100 \$/t (Stern, 2006).

7 Summary and Conclusions

In this paper we have developed an analytical method for the calculation for the future (2013-2050) reduction of CO₂ emissions by the deployment of photovoltaics for power generation, according to the targets for renewable electricity implementation indicated in several IEA Scenarios. In addition to the annual and total abated CO₂, we calculate the economic incurred extra-costs taking as reference the actual electricity mix (“grid averages”) in four regional cases: The European Union, United States, China, and the World’s average. Evidently, for the calculation of the extra-costs, we need first to evaluate the LCOE future evolution for which we have developed closed-form analytical expressions based on the IEA technology roadmaps for the PV cumulative installed capacity and the technology experience learning curves. We would like also to remark that for the calculation of the amount of the CO₂ avoided and their cost for the period 2013-2050, we have taken into account not only the usual parameters (solar irradiation, costs of the systems, discount rate, etc.), but also others often disregarded as the degradation of the solar modules, external costs like the emissions assigned to the renewable systems themselves, and repowering and substitution of systems after their life-time is reached.

A careful analysis of the results allows us several conclusions, which can always be quantified following the closed-form analytic expressions just developed. In general terms, we can infer the following: (i) The more ambitious the scenario is from the point of view of PV systems deployment, the less the unit extra-cost for the amount of CO₂

avoided; this is a direct consequence of mass production increased efficiency and the dynamics of technology learning (Table 5). (ii) There is a strong influence of the electricity mix composition of the region/country in which the PV systems will be installed. From this point of view (Fig. 5), it is much more economically efficient to install the PV systems in those locations, or countries with very contaminating power generation plants. Analogously, it will be more cost-effective to deploy the PV generation systems in those areas where the conventional electricity costs are higher, since the year in which grid parity could be reached will occur at a sooner stage within the 2013-2050 interval. For instance, in the case of PV these areas will be generally in places with an excellent solar resource. (iii) The obtained data on the retrofitting of old plants (Fig. 6), once their life-time of 30 years is over, is very interesting since the annual extra-costs linked to CO₂ reduction of emissions start to experiment a decrease due to the fact that the newer systems generate electricity with a considerably lower LCOE cost than the old ones which are replaced. (iv) Unit costs of CO₂ avoided for PV systems are very competitive if we compare them with other possible technologies for decarbonisation, like CSP or CCS, but it would be even more attractive if the carbon emission trading prices would be higher than at present. (v) The results of this work on the reduction of CO₂ emissions, and corresponding extra-costs, can be of help in energy planning, especially in matters related to the integration of PV into the grid, establishment of tariff-ins, decarbonisation of the power sector, etc.

References

- Bazilian, M., et al., 2012. Re-considering the economics of Photovoltaic Power. Bloomberg New Energy Finance. <<http://www.bnef.com/WhitePapers/download/82>>
- Bloomberg New Energy Finance (BNEF), 2012a. BNEF Survey Multi Crystalline Silicon Module China Spot Price Analysis. <<http://www.bloomberg.com/quote/SSPSMCSC:IND>>
- Bloomberg New Energy Finance (BNEF), 2012b. BNEF University – Breakthroughs in Solar Power. April 2012. <<http://about.bnef.com/presentations/bnef-university-breakthroughs-in-solar-power/>>
- Breyer, C., Gerlach, A., 2013. Global overview on grid-parity. Progress in Photovoltaics: Research and Applications 2013 (21) 121–136.
- European Commission, 2011. Key Figures, Market Observatory for Energy. June 2011. <http://ec.europa.eu/energy/observatory/countries/doc/key_figures.pdf>
- European Photovoltaic Industry Association (EPIA), 2012. Connecting the Sun - Solar Photovoltaic on the road to large-scale grid integration. September 2012. <<http://www.epia.org/news/publications/connecting-the-sun/>>

- European Photovoltaic Industry Association (EPIA), 2013. Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017. <http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/GMO_2013_-_Final_PDF.pdf>
- Eurostat, 2013a. Second half of 2012 compared with second half of 2011. News release 79/2013- 27 May 2013.
- Eurostat, 2013b. European Commission, Eurostat - Your key to European Statistics. <<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/>>
- Hernández-Moro, J., Martínez-Duart, J.M., 2012. CSP electricity cost evolution and grid parities based on the IEA roadmaps. *Energy Policy* 41 (2012) 184-192.
- Hernández-Moro, J., Martínez-Duart, J.M., 2013a. Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 20 (2013) 119-132.
- Hernández-Moro, J., Martínez-Duart, J.M., 2013b. CSP contribution to the mitigation of C-emissions and corresponding costs according to several IEA Scenarios. *Energy Policy*, Pre-print August 2013.
- IEA (International Energy Agency), 2008. *Energy Technology Perspectives 2008 - scenarios and strategies to 2050*. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD; 2008. p. 1-650.
- IEA (International Energy Agency), 2010a. *Technology Roadmap - Solar photovoltaic energy*. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD; 2010. p. 1-48.
- IEA (International Energy Agency), 2010b. *Energy Technology Perspectives 2010 - scenarios and strategies to 2050*. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD; 2010. p. 1-706.
- IEA (International Energy Agency), 2010c. *Project Costs of generating electricity – 2010 Edition*. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD; 2010. p. 1-215.
- IEA (International Energy Agency), 2011a. *Deploying Renewables 2011 - Best and Future Policy Practise*. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD; 2011. p. 1-182.
- IEA (International Energy Agency), 2011b. *Solar Energy Perspectives*. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD; 2011. p. 1-228.
- IEA (International Energy Agency), 2011c. *Renewable Energy - Markets and prospects by technology*. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD; November 2011. p. 1-62.
- IEA (International Energy Agency), 2012a. *Energy Technology Perspectives 2012 - Pathways to a Clean Energy System*. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD; 2012. p. 1-690. ISBN 978-92-64-17488-7.
- IEA (International Energy Agency), 2012b. *World Energy Outlook 2012, Renewable Energy Outlook*. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD. <<http://www.worldenergyoutlook.org>>

- IEA (International Energy Agency), 2012c. CO₂ emissions from fuel combustion – Highlights. 2012 Edition. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD; 2012. p. 1-125.
- IEA (International Energy Agency), 2013a. Tracking Clean Energy Progress 2013-IEA Input to the Clean Energy Ministerial. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD; 2013. p. 1-149.
- IEA (International Energy Agency), 2013b. Renewable Energy: Medium-term market report 2013. Market trends and projections to 2018. Paris, France: International Energy Agency, IEA/OECD; 2013.
- IEA (International Energy Agency), 2013c. Challenges and Opportunities for the STE sector worldwide. Cédric Philibert, ESTELA Summer workshop, 26 June 2013.
- Inflationdata.com, 2013. Historical inflation rate data from 1913 to the present. <http://inflationdata.com/Inflation/Inflation_Rate/HistoricalInflation.aspx>
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), 2013. Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Special report of the IPCC. <http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_Full_Report.pdf>
- ITRPV, 2013. International Technology Roadmap for Photovoltaic-Results 2012. Four Edition, March 2013. Supported by Semi PV Group. <www.itrpv.net>
- Martínez-Duart, J.M., Hernández-Moro, J., 2013. Commentary: Photovoltaics firmly moving to the terawatt scale. Journal of Nanophotonics 7 (2013) 078599.
- Melbourne Energy Institute, 2011. Renewable Energy Technology Cost Review. Technical paper Series, May 2011. <<http://energy.unimelb.edu.au/files/site1/docs/pubs/Renewable%20Energy%20Tech%20Cost%20Review.pdf>>
- National Oceanic & Atmospheric Administration (NOAA), 2013. Trends in atmospheric carbon dioxide. Earth system Research Laboratory, U.S. Department of Commerce. <<http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/>>
- Olivier, J. G.J., Janssens-Maenhout, G., Peters, J. A.H.W., 2012. Trends in Global CO₂ emissions, 2012 Report. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency. The Hague/Bilthoven, 2012. PBL publication number: 500114022.
- REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st century), 2013. Renewables 2013. Global status report. <http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2013/GSR2013_lowres.pdf>
- Ricci, A., with contributions from NEEDS partners, 2009. New Energy Externalities Development for Sustainability. Policy use of the NEEDS results. <<http://www.needs-project.org/docs/Needs.pdf>>
- Stern, N., 2006. Stern Review on the Economics of Climate Change. HM Treasury: London, 2006. <www.sternreview.org.uk>

- US DOE (Department of Energy), 2011. 2010 Solar technologies market report, November 2011. <<http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51847.pdf>>
- US DOE (Department of Energy), 2013. 2011 Renewable Energy Data Book, Revised February 2013. <<http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/54909.pdf>>
- US Energy Information Administration (EIA), 2013a. Annual Energy Outlook 2013 - with projections to 2040. DOE/EIA-0383 (2013).
- US Energy Information Administration (EIA), 2013b. Electricity US data. <www.eia.doe.gov/fuelelectric.html>
- Wantchinatimes.com, 2013. The price of power: China's confusing electricity rates. <<http://www.wantchinatimes.com/news-subclass-cnt.aspx?id=20130515000080&cid=1102>>
- Winkler, H., Hughes, A., Haw, M., 2009. Technology learning for renewable energy: Implications for South Africa's long-term mitigation scenarios. Energy Policy 37 (2009), 4987-4996